

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS



## TRABAJO DE FIN DE GRADO

**“OPTIMIZACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR PARA LAS  
DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR  
SIN HIBRIDACIÓN NI ALMACENAMIENTO TÉRMICO”**

AUTOR: Jorge Antonio Méndez Burgos

TUTOR: D. Domingo José Santana Santana

Marzo, 2015

# TABLA DE CONTENIDOS

Resumen.....	4
Abstract.....	5
Nomenclatura.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. PROBLEMA ENERGÉTICO.....	11
1.2. HISTORIA DEL CONSUMO ENERGÉTICO.....	11
1.3. CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA.....	12
2. CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS.....	13
2.1. ENERGÍAS NO RENOVABLES.....	13
2.1.1. COMBUSTIBLES FÓSILES.....	13
2.1.2. COMBUSTIBLES NUCLEARES.....	14
2.2. ENERGÍAS RENOVABLES.....	15
2.2.1. ENERGÍA HIDRÁULICA.....	16
2.2.2. ENERGÍA EÓLICA.....	17
2.2.3. BIOMASA.....	18
2.2.4. ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	18
2.2.5. ENERGÍA MARINA.....	19
2.2.6. ENERGÍA SOLAR.....	19
3. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES CILINDRO PARABÓLICOS.....	21
3.1. DEFINICIÓN.....	21
3.1.1. ESTRUCTURA SOPORTE Y CIMENTACIÓN PARA CCP.....	22
3.1.2. CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO PARA CCP.....	22
3.1.3. TUBO ABSORBEDOR O RECEPTOR PARA CCP.....	25
3.1.4. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA CCP.....	26
3.2. BALANCE ENERGÉTICO DE UN COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO.....	28
3.2.1. RENDIMIENTO ÓPTICO EN CCP.....	28
3.2.2. RENDIMIENTO GEOMÉTRICO EN CCP.....	30
3.2.3. RENDIMIENTO TÉRMICO EN CCP.....	37
3.3. RENDIMIENTO GLOBAL EN CCP.....	41
4. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES FRESNEL.....	42
4.1. DEFINICIÓN.....	42
4.1.1. ESTRUCTURA SOPORTE Y CIMENTACIÓN PARA RLF.....	44
4.1.2. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA RLF.....	44
4.1.3. REFLECTOR PRIMARIO PARA RLF.....	45
4.1.4. TUBO ABSORBEDOR PARA RLF.....	45
4.1.5. REFLECTOR SECUNDARIO PARA RLF.....	45
4.2. BALANCE ENERGÉTICO DE UN CONCENTRADOR FRESNEL.....	47
4.2.1. RENDIMIENTO ÓPTICO EN RLF.....	47
4.2.2. RENDIMIENTO TÉRMICO EN RLF.....	48
4.2.3. RENDIMIENTO GEOMÉTRICO EN RLF.....	50
4.3. RENDIMIENTO GLOBAL DE RLF.....	52
5. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES DE TORRE SOLAR.....	52
5.1. DEFINICIÓN.....	52
5.1.1. CAMPO SOLAR PARA TORRE SOLAR.....	54

5.1.2. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA TORRE SOLAR.....	55
5.1.3. TORRE Y CIMENTACIÓN.....	57
5.1.4. RECEPTOR PARA TORRE SOLAR.....	57
5.2. BALANCE ENERGÉTICO DE CONCENTRADOR DE TORRE SOLAR.....	59
5.2.1. RENDIMIENTO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS.....	59
5.2.1.1. FACTOR COSENO.....	59
5.2.1.2. FACTOR DE SOMBRAS Y BLOQUEOS.....	60
5.2.1.3. FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA.....	60
5.2.1.4. FACTOR DE REFLECTIVIDAD.....	61
5.2.2. RENDIMIENTO DEL RECEPTOR.....	61
5.2.2.1. FACTOR DE SPILLAGE.....	61
5.2.2.2. PÉRDIDAS POR CONDUCCIÓN.....	63
5.2.2.3. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN.....	63
5.2.2.4. PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN.....	63
6. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CCP, FRENSEL Y TORRE SOLAR.....	64
7. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA.....	66
7.1. TIEMPO SOLAR.....	67
7.2. GEOMETRÍA SOLAR.....	69
7.2.1. ÁNGULO HORARIO.....	69
7.2.2. DECLINACIÓN.....	70
7.2.3. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR.....	70
7.3. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA CCP.....	72
7.4. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA RLF.....	72
7.5. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA TORRE SOLAR.....	74
8. MODELADO MATEMÁTICO.....	78
8.1. MÉTODO APROXIMADO PARA DETERMINAR EL DISEÑO ÓPTIMO DEL DNI.....	78
8.1.1. PLANTA BASADA EN CCP.....	82
8.1.2. PLANTA BASADA EN RLF.....	85
8.1.3. ALGORITMO TERMODINÁMICO DEL DISEÑO DE LA RAD. ÓPTIMA.....	87
8.2. MÉTODO APROXIMADO PARA DETERMINAR LOS COSTES ÓPTIMOS.....	87
9. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	88
9.1. CÁLCULO DE LA CURVA DE DURACIÓN.....	88
9.1.1. POSICIÓN SOLAR.....	90
9.1.1.1. ÁNGULO HORARIO Y TIEMPO SOLAR.....	91
9.1.1.2. DECLINACIÓN.....	91
9.1.1.3. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR.....	92
9.1.2. ÁNGULO DE INCIDENCIA.....	92
9.1.2.1. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA CCP...	92
9.1.2.2. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA RLF...	93
9.1.2.3. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA TORRE SOLAR.....	95
9.1.3. COMPARATIVA DE LAS TRES TECNOLOGÍAS.....	97
9.1.4. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA CURVA DE DURACIÓN.....	98
9.1.4.1. MÉTODO CURVAS DE NIVEL.....	99
9.1.4.2. MÉTODO DE CORTE CON GRÁFICAS.....	102
9.1.5. RESULTADO CURVA DE DURACIÓN.....	103
9.2. RESULTADOS DEL ALGORITMO TERMODINÁMICO DEL DISEÑO DE LA RADIACIÓN ÓPTIMA.	105
9.2.1. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA CCP.....	105

9.2.2. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA COLECTORES TIPO RLF.....	107
9.2.3. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA TORRE SOLAR.....	108
9.2.4. CONCLUSIONES DE LAS RADIACIONES ÓPTIMAS.....	109
9.3. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTES.....	110
9.3.1. COSTES ÓPTIMOS PARA CCP.....	110
9.3.2. COSTES ÓPTIMOS PARA RLF.....	111
9.3.3. COSTES ÓPTIMOS PARA TORRE SOLAR.....	112
9.3.4. CONCLUSIONES DE LOS COSTES ÓPTIMOS.....	113
10. CONCLUSIONES FINALES.....	114
Bibliografía.....	116

## RESUMEN

Antes de entrar en detalle del diseño de plantas de concentración solar, es necesario desarrollar un diseño conceptual de la planta. Dicho diseño conceptual de este tipo de plantas incluye el tipo y tamaño del campo solar, el ciclo de generación de potencia y el fluido de trabajo, el dimensionamiento del bloque de potencia, etc. Uno de los parámetros más importantes para el diseño conceptual es la determinación de la radiación de diseño de la planta. Esta radiación se refiere a la Radiación Normal Directa (DNI) a la cual la planta produce la potencia nominal.

Puesto que la radiación varía de un día para otro y de una estación para otra, determinar una radiación de diseño apropiada es extremadamente importante: un diseño de radiación bajo significa una excesiva inutilización de la energía, mientras que un diseño alto implica un bajo factor de capacidad de la planta.

En el presente proyecto se va a realizar la optimización de la radiación solar a través de un modelo matemático para colectores cilindro parabólicos y reflectores lineares Fresnel sin hibridación ni almacenamiento térmico, y se adaptará e implementará dicho método para el cálculo de la radiación en centrales de torre solar, variando los parámetros que sean necesarios.

También se estudiará el diseño de los costes óptimos para estas tres tecnologías de energía solar sin almacenamiento térmico ni hibridación.

Debido a su buena disposición para la obtención de energía solar el estudio de este proyecto se localizará en la ciudad de Sevilla.

## **ABSTRACT**

Before to detail the design of a concentrating solar power plant, it is necessary to develop a conceptual design of the plant. This design of this kind of plants includes type and size of solar field, power generating cycle and the working fluid, sizing of the power block, etc. One of the most important parameters for conceptual design is to determine the design radiation of the plant. This radiation is the Direct Normal Irradiance (DNI) at which the plant produces the rated power output.

Due to daily and seasonal variation of radiation, determining appropriate design radiation is extremely important: a low design radiation means an excessive unutilized energy and high design radiation implies a low capacity factor of the plant.

In this project we will be carried out the optimization of the solar radiation by a mathematical model in order to parabolic trough collector and linear Fresnel reflector without hybridization and thermal storage, and it will implement to the calculation of the solar power tower radiation, varying the parameters that it is necessary.

Also it will develop the design of optimum cost to this three technologies of solar energy without thermal storage and hybridization.

Due to the good disposal to obtain solar energy, the study of this project will be localize in the city of Sevilla.

## NOMENCLATURA

$ACS$	Agua Caliente Sanitaria
$RLF$ o $LFR$	Reflectores Lineales Fresnel o Linear Fresnel Reflectors
$CCP$ o $PTC$	Colectores Cilindro Parabólicos o Parabolic Trough Collector
$HTF$	Heat Transfer Fluid
$GDV$	Generación Directa de Vapor
$\rho$	Reflectancia o reflectividad
$\tau$	Transmitancia o transmisividad
$\alpha$	Absortancia o absorptividad
$\gamma$	Factor de interceptación
$\eta_{opt}$ o $\eta_o$	Rendimiento óptico
$\eta_{opt} _{pico}$	Rendimiento óptico pico
$F_{limp}$	Factor de limpieza o grado de ensuciamiento
$A_{esp}$	Área del espejo
$W$	Ancho de la parábola o de apertura del colector
$l_{\theta}$	Longitud perdida en el extremo del concentrador
$f_m$	Distancia media entre el tubo absorbedor y el espejo concentrador
$f$	Distancia focal de la parábola
$\theta$ o $\theta_i$	Ángulo de incidencia
$K(\theta)$	Modificador del ángulo de incidencia
$x$	Porción de espejo que está sombreada (0-1)
$W_{ef}$	Ancho efectivo de la parábola
$L_{separ}$	Separación entre colectores cilindro parabólicos
$\alpha_p$	Inclinación del colector cilindro parabólico
$\theta_z$	Ángulo cenital
$F_{sombras}$	Factor de sombras
$L$	Separación entre filas de colectores cilindro parabólicos
$\beta$	Ángulo de seguimiento o ángulo de giro o pendiente del colector
$\alpha_s$	Ángulo de altitud o elevación solar
$\sigma$	Pendiente del terreno (positiva hacia el sur)

$\eta_{geom}$	Rendimiento geométrico
$\varepsilon$	Emisividad
$q'_{ijconv}$	Calor específico de convección de $i$ a $j$
$q'_{ijcond}$	Calor específico de conducción de $i$ a $j$
$q'_{ijcond}$	Calor específico de conducción de $i$ a $j$
$q'_{ijrad}$	Calor específico de radiación de $i$ a $j$
$q'_{abs}$	Calor específico de absorción
$q'_{\acute{u}til}$	Calor específico útil
$q'_{cond,sop}$	Calor específico de conducción en soportes del tubo absorbedor
$\eta_{t\acute{e}rm}$	Rendimiento térmico
$Q_{\acute{u}til}$	Calor útil
$Q_{abs}$	Potencia incidente en el tubo absorbedor
$A_{apert}$ o $A_p$	Área de apertura del colector
$DNI$	Radiación Normal Directa o <i>Direct Normal Irradiation</i>
$\eta_{global}$	Rendimiento global
$Q_{sol}$	Potencia solar disponible
$U_L$	Coeficiente de pérdida de calor basado en el área de apertura
$T_m$	Temperatura media del colector
$T_1$	Temperatura de entrada al colector
$T_2$	Temperatura de salida del colector
$T_a$	Temperatura ambiente
$\rho_{refl.secundario}$	Reflectancia del reflector secundario
$D_s$	Separación mínima entre centros de espejos (Fresnel) por sombra
$D_a$	Separación mínima entre centros de espejos (Fresnel) por apantallamiento
$\eta_{helios}$	Rendimiento del campo de heliostatos
$\eta_{cos}$	Eficiencia basada en el factor coseno
$\eta_{sombras}$	Factor de sombras
$\eta_{bloq}$	Factor de bloqueo
$\eta_{at}$	Factor de atenuación atmosférica
$\eta_{reflect}$	Eficiencia relacionada con las pérdidas por reflectividad



$Y$	Distancia real entre heliostatos y receptor en kilómetros
$\eta_{recept}$	Rendimiento del receptor en Fresnel
$\eta_{desb}$	Eficiencia relacionada con el factor de desbordamiento o <i>spillage</i>
$\eta_{cond}$	Eficiencia relacionada con las pérdidas por conducción
$\eta_{conv}$	Eficiencia relacionada con las pérdidas por convección
$\eta_{rad}$	Eficiencia relacionada con las pérdidas por radiación
$\delta$	Declinación
$\omega$	Ángulo horario
$\alpha_s$	Ángulo de altitud solar o altura solar
$L_{est}$	Longitud del meridiano estándar de la zona respecto a Greenwich
$L_{loc}$	Longitud de la localización
$E$	Ecuación del tiempo
$n$	Número de día del año
$\Phi$	Latitud de la localización
$\gamma$	Ángulo de la superficie acimutal
$\gamma_s$	Ángulo acimutal solar
$\theta_p$	Ángulo perfil
$\beta_n$	Ángulo entre la torre receptora y el rayo reflejado por el heliostato
$\theta_l$	Ángulo proyectado en el plano longitudinal
$\theta_t$	Ángulo transversal
$C_1, C_2$ y $C_3$	Términos de cálculo del ángulo acimutal (1 o -1)
$\gamma'_s$	Pseudo ángulo acimutal
$Q_n$	Distancia del espejo al receptor (Fresnel)
$h$	Altura del receptor (Fresnel)
$S$	Vector unidad dirigido hacia el Sol desde el heliostato
$S_z$	Vector S en su coordenada z (cenital)
$S_e$	Vector S en su coordenada e (este)
$S_n$	Vector S en su coordenada n (norte)
$R$	Vector unidad dirigido hacia el receptor de la torre desde el heliostato
$R_z$	Vector R en su coordenada z (cenital)

$R_e$	Vector R en su coordenada e (este)
$R_n$	Vector R en su coordenada n (norte)
$P$ y $P_D$	Potencia y potencia de diseño de la turbina
$m$ y $m_D$	Flujo másico y flujo másico de diseño
$a$ y $b$	Parámetros de la ecuación lineal de Willians
$I$	Apertura efectiva de la radiación normal directa o DNI
$I_D$	Apertura efectiva de la radiación normal directa o DNI de diseño
$\eta_{is,D}$	Rendimiento isoentrópico de la turbina en condiciones de diseño
$\Delta h_{is}$	Variación de entalpía isoentrópica de la turbina
$y$	Fracción de pérdidas internas de la turbina
$\tau$	Constante
$L$	Pérdidas por funcionamiento a carga parcial por unidad de área del colector
$I_C$	Apertura efectiva del DNI correspondiente a la potencia nominal mínima
$E_t$	Producción de potencia de la turbina
$I_{D,\acute{o}ptimo}$	Apertura efectiva del DNI óptima
$P_{min}$	Potencia mínima de la turbina
$Q_{gain}$	Ganancia de calor
$\eta$	Rendimiento
$m_{oil}$	Flujo másico de aceite
$h_i$	Entalpía en el punto $i$
$T_i$	Temperatura en el punto $i$
$h_1$	Entalpía a la entrada del colector
$h_2$	Entalpía a la salida del colector
$h_5$	Entalpía a la entrada de la turbina
$h_7$	Entalpía a la salida del condensador
$\Delta T$	Diferencia de temperaturas entre $T_m$ y $T_a$
$\Delta h$	Diferencia de entalpías entre $h_5$ y $h_7$
$Q_{hx}$	Potencia del intercambiador
$c_p$	Calor específico
$T_p$	Temperatura de cambio de fase en el intercambiador

$\Delta T_{min}$	Fuerza impulsora de temperatura (Pinch-Point)
$h_w$	Entalpía del agua saturada a temperatura $T_p$
$\Delta h_2$	Diferencia de entalpías entre $h_5$ y $h_w$
$m_{CL}$	Flujo másico que circula por el colector
$x_2$	Título de vapor a la salida del colector
$h_3$	Entalpía en el punto 3
$p_1$	Presión de entrada al colector
$p_5$	Presión a la entrada de la turbina
$LCOE$	<i>Levelized Cost of Energy</i> o Coste Nivelado de la energía
$fcr$	Factor de amortización anual
$C_{inv}$	Coste de inversión
$C_{OyM}$	Coste de operación y mantenimiento
$C_{comb}$	Coste del combustible
$E_{neta}$	Producción de la instalación
$k_d$	Tasa de descuento (interés del dinero)
$k_{seguro}$	Tasa anual por seguro
$H_{op}$	Horas diarias de operación de la instalación
$H_{alm}$	Horas diarias de almacenamiento de la instalación
$D$	Días al año en los que opera la instalación
$CSP$	Concentrating Solar Power o energía térmica solar concentrada

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. PROBLEMA ENERGÉTICO

Para la Física, la energía es la capacidad potencial que tienen los sistemas para producir trabajo o calor, la cual se manifiesta mediante un cambio. Por lo tanto, la energía ha sido crucial para el desarrollo y evolución de la especie humana. Para la obtención de esta energía el ser humano ha explotado diversas fuentes de energía, con el fin de obtener trabajo o calor.

Desde siempre, la energía no ha faltado y, por eso se pensaba que era una fuente inagotable. Esto hacía que la gente la gastase sin miedo a ningún tipo de consecuencia. Sin embargo, hoy en día la sociedad parece que se está dando cuenta que la energía no es un bien que se pueda derrochar así como así.

La forma de obtener esta energía ha traído como consecuencia en el actual panorama energético que las aguas estén contaminadas, que se respire aire de baja calidad, que exista cambio climático y que la capa de ozono esté llegando a un punto en el que resulte casi imposible una recuperación de la misma.

Es por ello que es importante hacerlo todo de manera sostenible, buscando siempre un equilibrio entre la especie humana y los recursos de su entorno.

## 1.2. HISTORIA DEL CONSUMO ENERGÉTICO

El aumento del consumo energético con el paso del tiempo ha sido muy elevado desde los inicios de la historia.

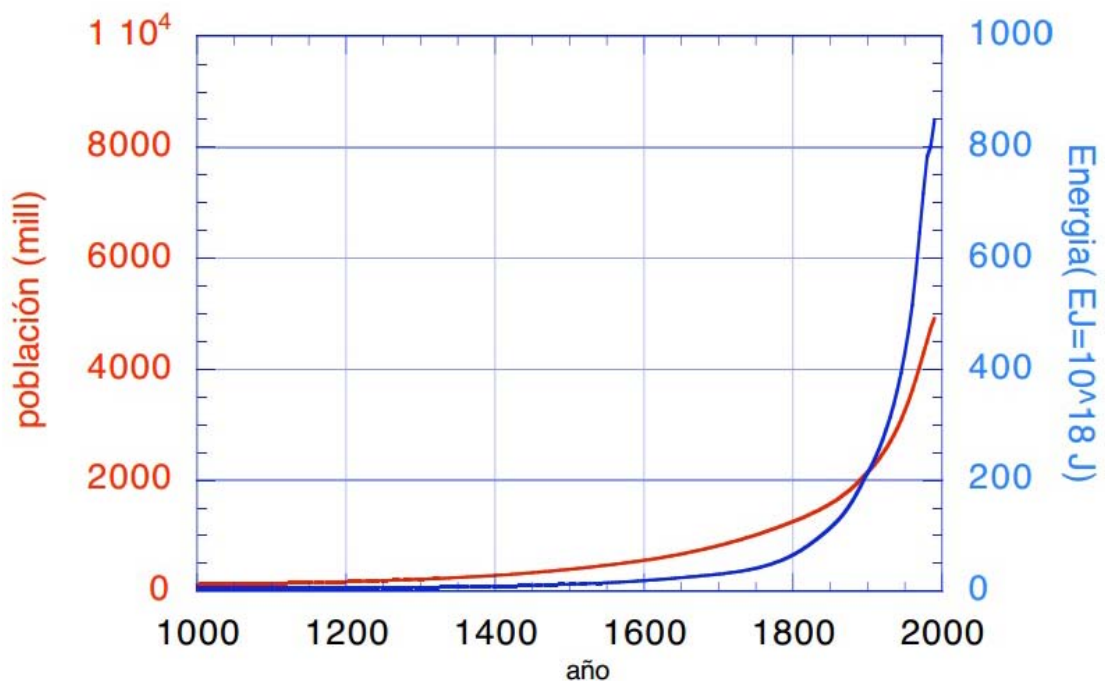


Figura 1. Crecimiento de la población y del consumo de energía [35]

Se ha pasado de utilizar la energía únicamente para mantenerse con vida, ya fuera protegiéndose del frío y de los depredadores, al actual uso de los motores alternativos, turbinas de gas, de vapor e hidráulicas. Esto significa que el individuo medio ha elevado su necesidad de energía de los 8 MJ/persona y día (~400000aC. Homínidos) hasta los más de 400-800 MJ/persona y día.

Al aumento del consumo energético se le añade también el gran aumento de la población. Esto provoca que las necesidades energéticas actuales y futuras aumenten exponencialmente.

De ahí la importancia que tendrá en un futuro no muy lejano la obtención de energía de manera sostenible.

### 1.3. CONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

Particularizando para España, si se accede a la fuente de la Red Eléctrica en España [29] se obtendrán los siguientes informes:

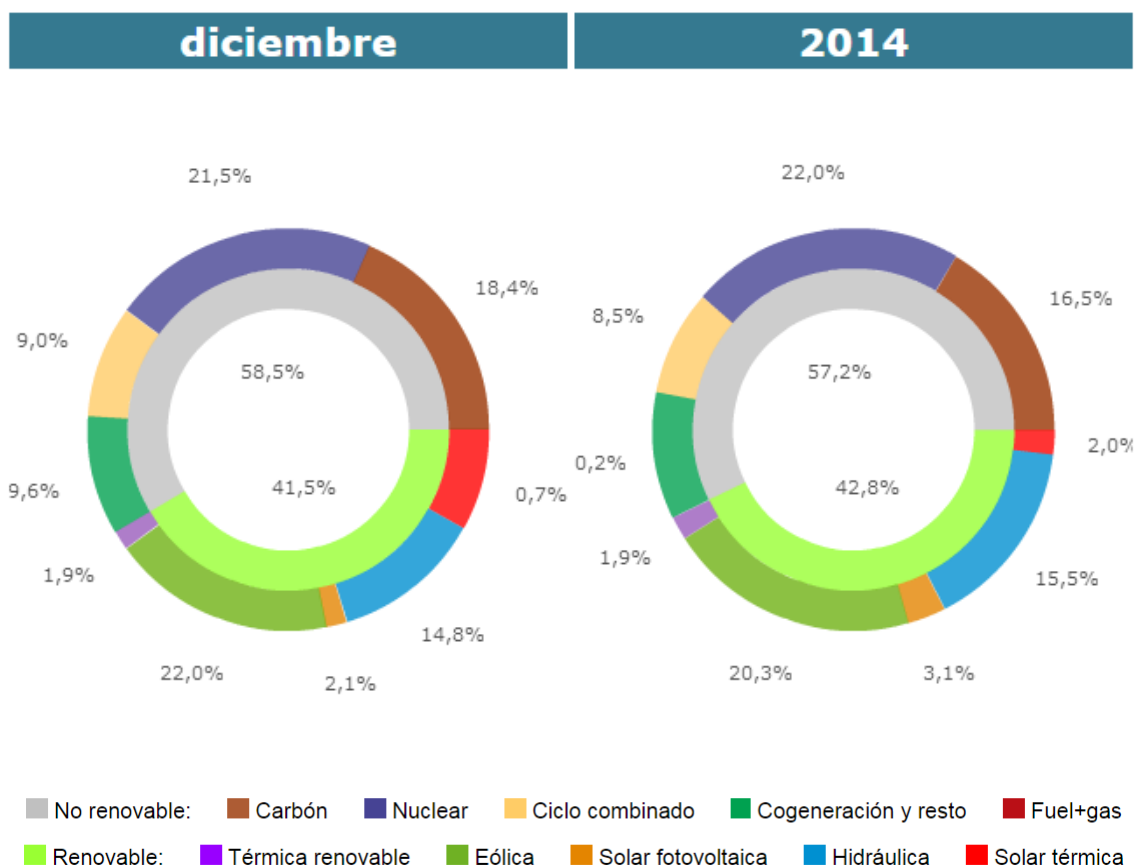


Figura 2. Consumo de energía en España del año 2014 [29]

Del cual se observa que España se encuentra una estructura de generación eléctrica en 2014 (datos tomados hasta el 31 de diciembre) compuesta en un 42.8% de fuentes renovables y un 57.2% de no renovables. Dentro de las fuentes no renovables destacan con un 22% la

generación de energía a través de las fuentes nucleares y del carbón, mientras que dentro de la fracción renovable el 20.3% pertenece a la energía eólica, el 15.5% a la hidráulica, el 3.1% a la energía solar fotovoltaica y el 2% a la energía solar térmica. Esta última será el caso en el que se centra este estudio.

Cabe destacar que en el caso de la energía eólica supera en porcentaje al carbón, quedándose a 1.7 puntos de alcanzar también a la nuclear. Se demuestra por tanto la importancia que tiene actualmente la energía eólica en España y también la energía solar térmica que, aunque su porcentaje sea bajo, sigue siendo alto comparado con el de otros países y que cuenta con un continuo crecimiento en dicho sector.

## **2. CLASIFICACIÓN DE LAS ENERGÍAS**

Existen distintos tipos de producción de energía. Se expondrán con carácter general con el fin de dar una pequeña idea del tema a estudiar, focalizándose en el tema a estudiar: plantas termosolares.

Según su finitud, las energías se pueden clasificar en:

- Energías no renovables
- Energías renovables

Las no renovables son finitas, es decir, su consumo hace que se agote. Las energías renovables tienen su origen todas en el Sol, por lo tanto son inagotables (infinitas).

### **2.1. ENERGÍAS NO RENOVABLES**

Entre las energías no renovables se distinguen dos tipos: los combustibles fósiles y los combustibles nucleares.

#### **2.1.1. COMBUSTIBLES FÓSILES**

Los combustibles fósiles proceden de grandes cantidades de materia orgánica que se acumularon en grandes cavidades, fondo de ciénagas y mares poco profundos. Así fueron sepultadas por sedimentos, donde se encontraban a grandes presiones y temperaturas durante millones de años. Dentro de estos combustibles fósiles se distinguen el carbón, el petróleo y el gas natural.

Los tres tipos de energías no renovables de combustibles fósiles poseen una serie de ventajas y desventajas, las cuales se exponen en el siguiente cuadro:

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Fácil accesibilidad y extracción	Producción de gases tóxicos y de gases que provocan el efecto invernadero
Más económica que las demás fuentes	Como son energías no renovables, sus reservas están disminuyendo continuamente, cada vez a un ritmo mayor
Elevado rendimiento y usos de los productos	A medida que se agota aumenta su precio, factor que marca el desarrollo de países
Facilidad de almacenamiento	

Tabla 1. Ventajas y desventajas de combustibles fósiles

### 2.1.2. COMBUSTIBLES NUCLEARES

En cuanto a la energía nuclear se conoce como aquella fuente de energía que se libera como resultado de una reacción nuclear. De las energías no renovables es la que presenta mayor polémica (aunque no emita CO<sub>2</sub> a la atmósfera) debido a que lleva asociada una contaminación invisible como es la radiación de sustancias y la generación de residuos radiactivos.

En la energía nuclear existen dos tecnologías con las que conseguir dicha energía: la fusión y la fisión. La fisión nuclear, de forma sencilla, consiste en que un átomo de un elemento determinado se rompe (fisión), al recibir un neutrón adicional, para producir dos átomos más pequeños liberando energía térmica y dos o tres neutrones capaces de inducir la fisión de otros núcleos adicionales. Con esto se consigue el calor, que calienta al agua, la cual se evapora y mueve unas turbinas, obteniendo así energía eléctrica.

En la fusión nuclear, en cambio, se produce la unión entre los núcleos de isótopos atómicos. En este proceso se liberan grandes cantidades de energía, con las que se generará la energía eléctrica.

A continuación se expondrán las principales ventajas e inconvenientes de la energía nuclear (tanto por fisión como por fusión):

VENTAJAS	INCONVENIENTES
No produce CO <sub>2</sub>	Produce desechos radiactivos de muy difícil eliminación
Reduce la dependencia de los productores de petróleo	Los accidentes, aunque no son comunes, son muy peligrosos
Genera gran parte de la energía eléctrica consumida día a día	Dificulta el control de las armas nucleares
Su uso garantiza un daño menor al medio ambiente, evitando el uso de combustibles fósiles	Aumenta la dependencia de los productores de Uranio y de los fabricantes de Uranio enriquecido
	Las centrales nucleares demandan un alto costo de construcción y mantenimiento

Tabla 2. Ventajas y desventajas de la energía nuclear

En España se encuentran en funcionamiento seis centrales nucleares, todas ellas en la península, dos de las cuales disponen de dos reactores cada una (centrales de Almaraz y Ascó), por lo que suman ocho reactores de agua ligera, con una potencia total instalada de 7728MWe.

## **2.2. ENERGÍAS RENOVABLES**

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables, ya que proceden mayoritariamente del Sol. El Sol genera calor que provoca que en la Tierra existan diferencias de presión, que dan lugar a los vientos (energía eólica), ordena el ciclo del agua (energía hidráulica), sirve para que las plantas puedan realizar la fotosíntesis, vivir y crecer (energía biomasa), etc. Se hará un análisis de todas ellas más adelante.

Entre las ventajas de las energías renovables destacan:

- Son más respetuosas con el medio ambiente, no contaminan y representan la alternativa de energía más limpia hasta el momento.
- Son fáciles de dismantelar y no requieren custodiar sus residuos durante millones de años, como ocurre por ejemplo con las energías nucleares.
- Hace que la región sea más autónoma, ya que desarrolla en la misma región donde se instala, la industria y la economía.
- Genera numerosos puestos de trabajo, los que se prevén en un aumento aún mayor de aquí a unos años teniendo en cuenta su demanda e implementación.
- Son energías seguras ya que no contaminan, ni tampoco suponen un riesgo de salud, y sus residuos además no crean ningún tipo de amenaza para nadie.
- Sus fuentes son inagotables, como el sol o el agua, y además sus distintos orígenes permiten su aplicación en todo tipo de escenarios.

En cuanto a las principales desventajas destacan:

- En este tipo de tecnologías empleadas, existe una gran inversión inicial, la cual supone un gran movimiento de dinero y que muchas veces la hace parecer no rentable al menos por un tiempo.
- La disponibilidad puede ser un problema actual, no siempre se dispone de ellas y se debe esperar que haya suficiente almacenamiento.
- También se debe mencionar como inconveniente que, dependiendo de su fuente necesitan de un gran espacio para poder desarrollarse, o se necesitará disponer de un gran sistema para que surja algún efecto (es el caso por ejemplo de los colectores solares, de los que se necesitará una cantidad considerable de ellos si se quiere generar una alta energía eléctrica).
- Por último, cabe destacar que un claro problema inherente a las energías renovables es que muchas de ellas cuentan con una naturaleza difusa, a excepción de la energía geotérmica la cual, sin embargo, solo es accesible donde la corteza terrestre es fina.



En cuanto a los inconvenientes se van subsanando con el paso del tiempo, haciendo de estas tecnologías la clave para un futuro energético sostenible.

Las principales energías renovables son: **hidráulica, eólica, biomasa, geotérmica y solar**. Se explicará también de forma breve en qué consiste la energía marina, diferente de la hidráulica.

### 2.2.1. ENERGÍA HIDRÁULICA

Con la energía hidráulica se produce energía eléctrica mediante la presión hidrostática creada por la acumulación de agua en un embalse. El agua contenida se libera hacia unas turbinas hidráulicas. Es gracias a la presión hidrostática por lo que la corriente se acelera, y se conseguirá regular la potencia de la turbina en función del caudal que circule por ella.

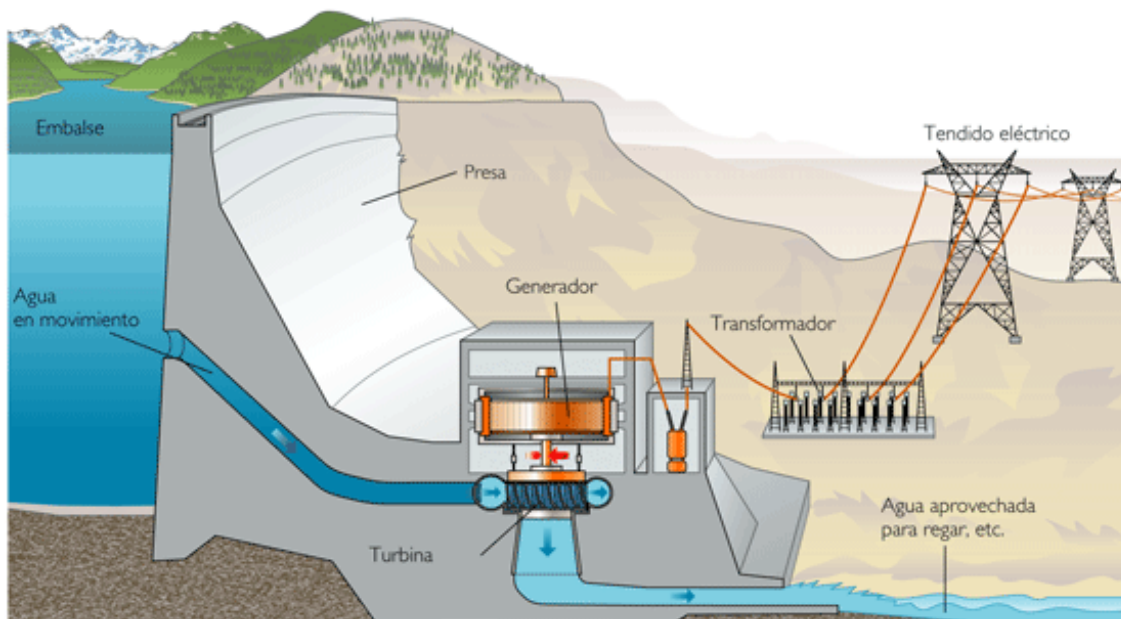


Figura 3. Esquema central hidráulica [36]

Esta forma de energía, debido a su gran capacidad de respuesta, acopla perfectamente producción con demanda, reservándose para las horas de mayor demanda energética. Además, durante la noche (horas de menor demanda) se encarga de bombear el agua hacia el embalse de nuevo, lo que se traduce en una menor consumición de electricidad durante la noche, por lo tanto, en un incremento de la rentabilidad del sistema.

Una de las ventajas de este tipo de energía es que los embalses no se construyen principalmente para generar energía, sino que su función es la de almacenar el agua para su posterior uso para regadío o abastecimiento de agua en épocas de sequía.

Su inconveniente es la alteración del orden natural y el impacto visual al crear una muralla que impide el cauce del río, forzando a los animales que viven allí a cambiar su hábitat.

### 2.2.2. ENERGÍA EÓLICA

Se produce energía eléctrica mediante el aprovechamiento del viento, el cual, como ya se mencionó, se origina a raíz del Sol. Se trata de energía cinética que se convierte en energía mecánica y ésta, posteriormente, en energía eléctrica por medio de aerogeneradores.

Los aerogeneradores son los elementos principales de esta tecnología. Son generadores eléctricos, síncronos o asíncronos, que convierten la energía cinética en eléctrica. El viento mueve las palas (álabes) que recolectan la energía y la transmiten al rotor. Su funcionamiento está ligado a la velocidad del viento, necesitando el aerogenerador una mínima velocidad de este para que las palas comiencen a moverse. Sin embargo, el viento es un recurso inestable e impredecible, aunque siempre se intentan reducir estos desequilibrios mediante estudios físicos y estadísticos.



Figura 4. Parque eólico en Granada (España) [37]

Por un lado, como ventajas destacan la carencia de residuos y emisiones de ningún tipo a la hora de producir, su no contribución al efecto invernadero y que sus recursos son inagotables, pudiendo llegar incluso a la autosuficiencia. Todas estas ventajas hacen de esta una tecnología muy atractiva.

Por otro lado, dentro de sus pocos inconvenientes, además de la irregularidad del propio viento, está el impacto visual que se genera, alterando el paisaje natural y la contaminación acústica que aparece en sus entornos.

El producto eólico mundial supera al consumo mundial de electricidad. El problema reside en que la mayor parte del viento que se podría destinar a la producción de electricidad se encuentra en zonas de difícil acceso como son los océanos y montañas elevadas. A pesar de ello, cada vez se están construyendo más parques eólicos en los mares del norte de Europa.

La energía eólica podría hacerle frente incluso a las fuentes de energía tradicionales no renovables. Se encuentra en un momento de rápida expansión y dispone de tecnología madura que conseguirá abaratar cada vez más sus costes, haciendo de ella una digna rival frente a las energías convencionales (no renovables).

Por lo tanto, cuando se decide dónde instalar este tipo de tecnología, se buscan emplazamientos donde la velocidad del viento media sea elevada, siempre y cuando sea físicamente viable la operación.

### **2.2.3. BIOMASA**

La biomasa consiste en toda materia vegetal que la energía solar fija por fotosíntesis y la materia animal, descartando la materia fósil.

Su uso no es alimentario, y a menudo se relaciona con el subdesarrollo, ya que, en muchas partes del planeta, las personas se abastecen de madera y productos de su entorno para poder realizar sus necesidades básicas, de ahí su importancia a nivel mundial.

Las principales fuentes de biomasa son los residuos agrícolas, los bosques, los residuos sólidos urbanos (RSU), los residuos industriales y los cultivos especiales, llamados cultivos energéticos (aquellos que en lugar de destinarse a la alimentación se destinan a la producción de energía).

La función más importante de la biomasa es servir como biocombustible. Estos permiten alimentar los motores que emplean actualmente gasolina y diesel. Los motores de gasolina son propulsados con bioalcoholes y los de diesel con bioaceites.

Además de los biocombustibles para el transporte, otros de los usos que se dan en Europa es el de calefacción y electricidad.

La combustión de la biomasa genera contaminantes, entre ellos el dióxido de carbono que, se considera neutro, ya que en el proceso de la fotosíntesis se absorbe el dióxido de carbono que luego se liberará.

El principal inconveniente de este tipo de producto energético es que puede afectar gravemente a comunidades cuya supervivencia depende principalmente de estos cultivos.

### **2.2.4. ENERGÍA GEOTÉRMICA**

La energía geotérmica es la originada del calor procedente del núcleo de la Tierra y los procesos tectónicos y eruptivos. Tiene un gradiente térmico de menos de 3°C por cada 100 metros de profundidad. Esto implica que sólo en ciertas zonas del planeta se puede aprovechar este tipo de energía inyectando agua para la producción de vapor o como sumidero/fuente para máquinas frigoríficas reversibles.

Otra de las aplicaciones de la energía geotérmica es utilizar el suelo como depósito de la energía térmica producida en verano para poder ser usada en invierno.

### 2.2.5. ENERGÍA MARINA

Es la producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperaturas de los océanos. El movimiento del agua de los océanos resulta ser un gran almacén de energía cinética que se puede aprovechar. Los principales tipos de energía marina son:

- Maremotérmica: la cual aprovecha la diferencia térmica de los océanos entre la superficie del mar y las aguas profundas.
- Olamotriz: energía generada por las olas.
- Mareomotriz: energía de las mareas.
- Energía osmótica: aprovecha la diferencia de salinidad del agua.
- Energía de las corrientes: en este caso aprovecha la energía cinética de las corrientes marinas. Este tipo de producción se asemeja a la de los aerogeneradores eólicos mencionados anteriormente, pero con agua en lugar de viento.

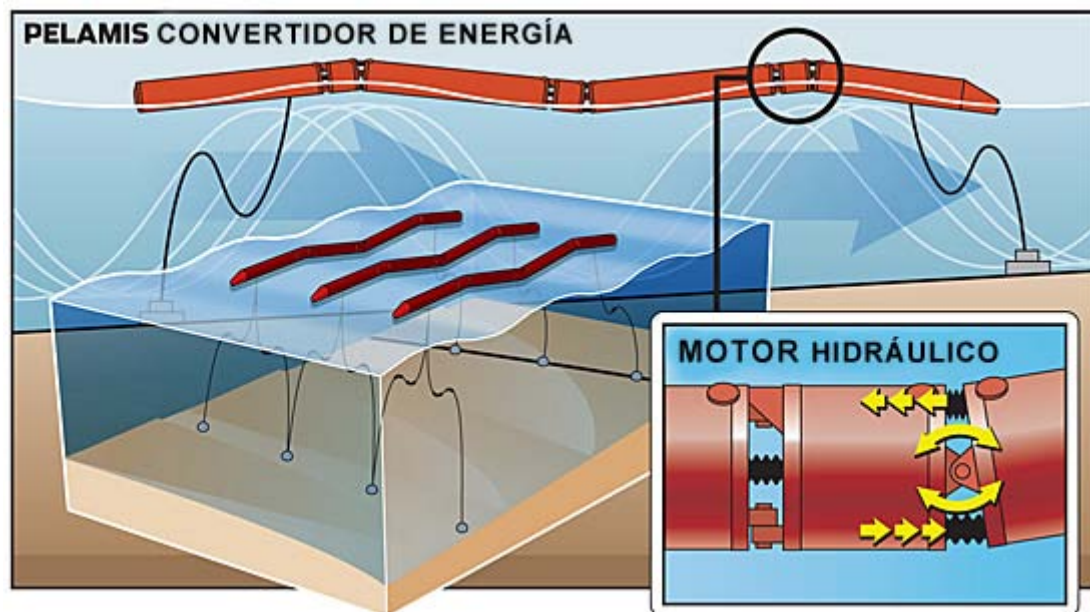


Figura 5. Ejemplo energía olamotriz: Pelamis (Serpiente marina) [38]

Hoy en día estas formas de obtener energía no son rentables, aunque se encuentran en desarrollo.

### 2.2.6. ENERGÍA SOLAR

Como se ha explicado anteriormente, la mayoría de las energías renovables tienen su origen en el Sol. Sin embargo, cuando se habla de energía solar se quiere decir a la energía que se usa directamente para la producción de otras formas de energía.

Existe una radiación solar fuera de la atmósfera de unos  $1300 \text{ W/m}^2$  llamada constante solar. Sin embargo, no toda esta radiación llega a la superficie terrestre debido a los diferentes

fenómenos que suceden, interponiéndose en su camino. Uno de ellos es la aparición de nubes, que dispersan la radiación separándola en directa y difusa. También influyen las sombras causadas por los objetos próximos en la reducción de esta constante solar

La energía solar tiene muchas aplicaciones donde puede emplearse. Se clasifican en tres grupos: generación térmica, generación de trabajo y generación de frío.

El primer grupo contiene la generación de calor para calefacción, agua caliente sanitaria (ACS), desecación y refrigeración. Este grupo se podría subdividir en función de las temperaturas, pudiendo distinguirse los procesos de baja temperatura para ACS que utilizan colectores planos hasta los 60°C, los de media temperatura para calefacción y producción de frío, y los procesos de alta temperatura en la industria.

La generación de trabajo se puede dar de forma térmica o de forma fotovoltaica. Los parques de heliostatos, o de concentradores cilindro parabólicos, o de reflectores Fresnel producen vapor que se utiliza en ciclos de potencia, mientras que los paneles fotovoltaicos convierten la luz en electricidad por medio de semiconductores.

La generación de frío se produce por medio de máquinas de absorción.

En cuanto a la generación de trabajo de forma térmica, se necesita un sistema de concentración de la radiación para la producción de energía. Según las dimensiones en las que se concentra la radiación solar tenemos dos grupos: uno que dirige la radiación a una línea y otro que la lleva a un punto.

Dentro de los concentradores que llevan la radiación a una línea se clasifican en:

- Reflectores lineales Fresnel (RLF): esta tecnología concentra la energía reflejada en espejos situados hacia un tubo.
- Colectores Cilindro Parabólicos (CCP): se coloca el receptor en la línea focal de la parábola formada por espejos reflectantes.

En cuanto a los concentradores que llevan la energía solar hacia un punto se tiene:

- Receptor central (Torre solar): el campo de heliostatos reflejan la radiación hacia el receptor situado en una torre.
- Disco parabólico con motor Stirling: son pequeñas unidades capaces de trabajar de manera independiente a través de un motor Stirling.

La principal ventaja con la que cuenta la energía solar es que se trata de un recurso inagotable que está al alcance de todos.

Uno de los problemas de la energía solar reside en que la demanda no coincide con la producción. Para ajustar la demanda a la producción se hace necesario el uso de sistemas de almacenamiento que, en este informe, se van a obviar.

Otro de los problemas con los que cuenta es la intermitancia del recurso solar, como sucede con la energía eólica. A lo largo del año hay numerosos días en los que las nubes impiden el correcto aprovechamiento de la energía solar. Existe una solución a este problema, y es la instalación de una caldera auxiliar operada con gas natural. De este modo se puede prescindir de los sistemas de almacenaje.

En la zona sur de España se cuenta con una situación excelente para el aprovechamiento de este tipo de energía. Es por ello por lo que este estudio se centrará en una de las localidades de sur como lo es Sevilla.

### 3. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES CILINDRO PARABÓLICOS

#### 3.1. DEFINICIÓN

Estos sistemas cilindro parabólicos, también conocidos como *Parabolic Trough Collectors (PTC o CCP)*, consisten en unos reflectores de espejo con dicha forma cuyo objetivo es el de concentrar la luz solar en unos tubos receptores situados en la línea focal de la parábola. Están organizados en líneas paralelas, típicamente de 300 metros de longitud y 6 metros de altura.

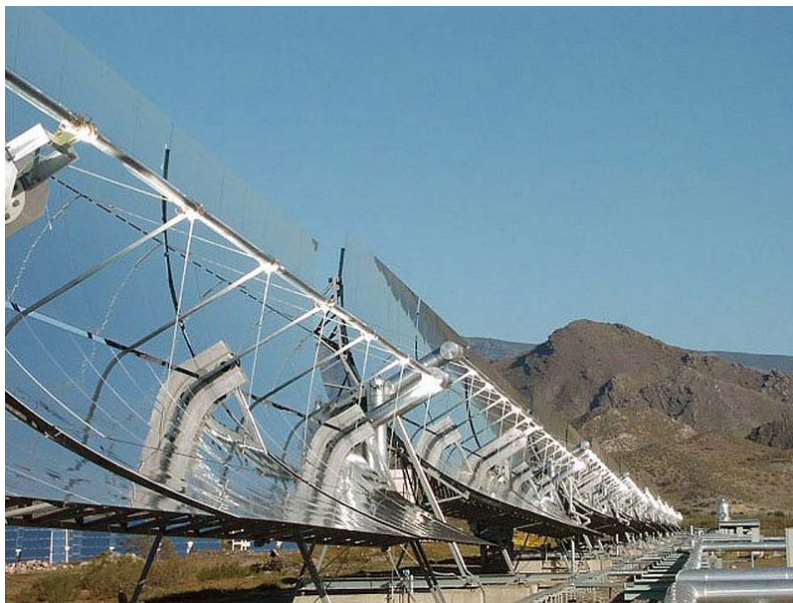


Figura 6. Campo de colectores cilindro-parabólicos de Andasol 1 (Granada) [34]

Por los tubos se hace circular un fluido de trabajo caloportador cuya misión será la de calentarse hasta unos 400°C, transformando así la radiación solar directa en energía térmica. A este tipo de fluido de trabajo se le conoce como *Heat Transfer Fluid (HTF)*, que se caracteriza porque el fluido de trabajo del campo solar no es igual al fluido en el bloque de potencia (en general agua-vapor). Es por ello que precisan de un intercambiador de calor intermedio.

Se denomina *Generación Directa de Vapor (GDV)* al empleo del agua como fluido de trabajo en los tubos absorbedores. Ha sido siempre una opción muy atractiva, a pesar de los

inconvenientes que mostraremos a continuación. En el caso a estudiar de los reflectores lineales Fresnel (RLF) se empleará este elemento como fluido de trabajo.

Suelen ser generalmente aceites sintéticos aunque suelen traer consigo algún tipo de limitación. Para superar este inconveniente, ya se están empleando fluidos de trabajo que alcancen mayores temperaturas, como las sales fundidas y el agua-vapor. Este último tipo de fluido también ha causado ciertos problemas derivados de la vaporización que se produciría en un punto intermedio del recorrido. Para que no se produjera esta evaporación del agua, habría que someter a las tuberías a altas presiones, manteniéndolas por encima de la presión de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcanzara el agua en los colectores solares. Por esta razón se prefieren fluidos que no cambien de fase entre la entrada y salida de la línea donde se concentra la radiación solar. Se puede utilizar el agua desmineralizada para temperaturas inferiores a 200°C, y para superiores los aceites o sales fundidas. Con dichas sales fundidas, las presiones requeridas son mucho menores, puesto que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua. Trabajar con presiones más bajas facilita el empleo de materiales más económicos para las tuberías, simplificando así la instalación y sus medidas de seguridad.

Entre todos los fluidos caloportadores, uno de los destacables sería el compuesto por un 26.5% en peso de óxido de difenilo y un 73.5% de bifenilo.

Una vez absorbida la radiación solar en los colectores, se transporta la energía térmica hasta un bloque de potencia en el cual, mediante un intercambiador de calor, se genera el vapor necesario para alimentar a un ciclo de Rankine.

Centrando la atención en el colector cilindro parabólico, podemos destacar cuatro elementos principales del cual se compone:

- La estructura soporte y cimentación
- El concentrador cilindro parabólico
- El tubo absorbedor o receptor
- El sistema de seguimiento solar

### **3.1.1. ESTRUCTURA SOPORTE Y CIMENTACIÓN PARA CCP**

Es la encargada de dar forma al conjunto y sirve de sujeción para los elementos del módulo captador. Da rigidez necesaria al conjunto y a la vez hace de interfase con la cimentación del propio colector.

Deben ser lo más ligeras posibles para conseguir una reducción de costes y ahorro de material. Para conseguir esto, se han probado numerosos diseños estructurales, siendo las estructuras metálicas las más utilizadas. Los apoyos o pilares también son la mayoría metálicos, aunque se contempla la posibilidad de construirlos de hormigón, conformando un bloque completo con la cimentación.



Pueden montarse los colectores o en posición horizontal o aprovechando la inclinación natural del terreno. En el caso de orientación este-oeste será horizontal, mientras que en el caso norte-sur se podrá optar por cualquiera de estas dos opciones, siempre que se incline hacia el sur y su pendiente sea pequeña.

Para la construcción de la parábola se emplean dos técnicas fundamentalmente: la de tubo de soporte central (torque tube) y la espacial (torque box). Esta última se utiliza en colectores como LS-3, Senertrough y CS XXI entre otros. La primera se utiliza en los colectores LS-1 y LS-2 durante los años 80 aunque actualmente ha evolucionado en colectores como Eurotrough, Solargeniz, SKAL-ET, etc. La principal diferencia entre estas dos técnicas reside en que la espacial necesita un banco de montaje con mayor precisión para el ajuste de las piezas que el de tubo central.

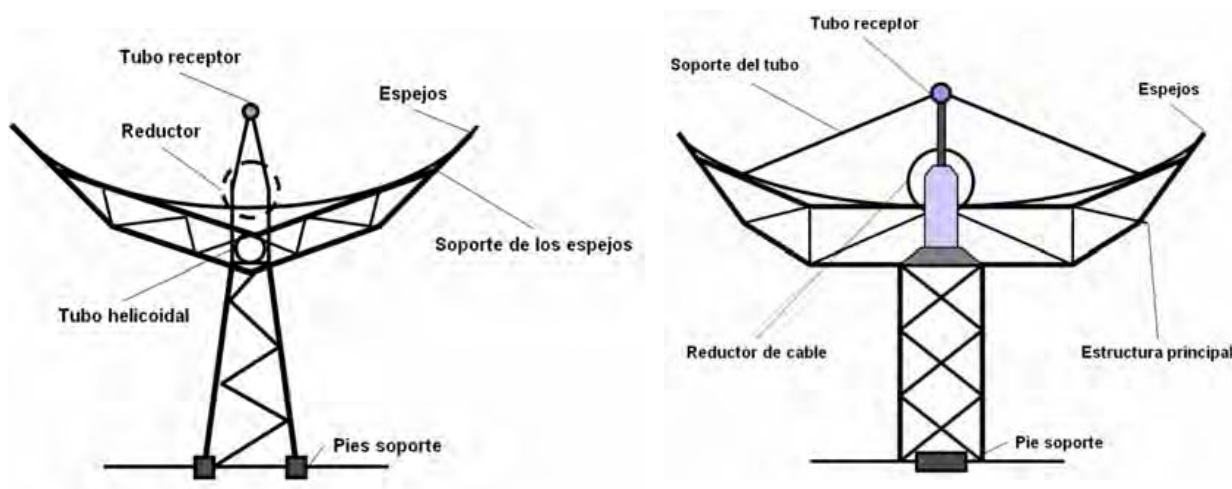


Figura 7. Estructuras de los colectores LS-2 y LS-3 respectivamente [6]

En concreto, el Eurotrough utiliza la filosofía de tubo central, pero en lugar del tubo helicoidal, es una estructura longitudinal la que realiza los principales esfuerzos. Dicho colector pertenece a un consorcio de empresas y laboratorios de investigación europeos, entre los que está Inabensa e Iberdrola. Este tipo de colector elimina muchos de los problemas que causaban los LS-2 y LS-3 en su fabricación y funcionamiento. Consiste en un armazón rectangular con brazos soporte (cantilever arms) para los espejos, que reduce las roturas del cristal en condiciones de vientos fuertes. El eje de rotación se sitúa en el centro de gravedad, a unos milímetros por encima del armazón externo. Dicha estructura resiste más a las deformaciones debido a que está sujeta a menores cargas de viento y pesos muertos. Esto consigue que aumente el rendimiento óptico. Gracias a su rigidez se consiguió también alargar la longitud del colector, llegando a medir de 100 a 150 metros de longitud total por cada colector. Otra de las destacadas incorporaciones fue de la posibilidad de incorporarlo en terrenos inclinados, alcanzando un máximo del 3% dicha pendiente.

Cabe destacar que en España se han llevado a cabo varios proyectos que utilizan este tipo de colectores mencionados anteriormente, con el nombre de Andasol-1, Andasol-2 y Andasol-3. Además, el proyecto Andasol tiene el mérito de ser el primer complejo termosolar del mundo con almacenamiento térmico.



### 3.1.2. EL CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO

La función del concentrador cilindro parabólico es la de reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla, como su propio nombre indica, de forma concentrada sobre el tubo absorbedor, situado en la línea focal de la parábola.



Figura 8. Concentrador cilindro parabólico [34]

Las propiedades ópticas que deben tener los materiales de los que están hechos los reflectores son: alta reflectancia y elevada durabilidad en el exterior. Este último es un factor muy a tener en cuenta debido a que la contaminación, la humedad u otro tipo de factores adversos disminuyen la vida de estos reflectores que, por su alto coste de fabricación y construcción, debe alargarse lo máximo posible.

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le aporta la rigidez necesaria. Estos medios de soporte pueden ser chapa metálica, plástico o, en mayor medida, cristal.

El uso de la chapa metálica permite que dicho material tenga la doble función de soporte y de reflectante. Para ello se suelen usar chapas de aluminio pulido con una reflectancia aproximada del 80%. Su ventaja es su reducido coste pero, debido a esta reflectancia, el aluminio se deteriora con rapidez a la intemperie. Es por eso que este tipo de sistema no se suele emplear para aplicaciones industriales donde se requiere gran durabilidad.

Si el sistema de soporte es plástico, lo que se hace es colocar una fina película de plata o aluminio encima de este, de tal manera que se consiga una fina lámina de plástico reflectante que se pueda pegar a cualquier soporte rígido. Sin embargo, igual que empleando la chapa metálica, tiene una baja durabilidad a la intemperie debido a numerosas partículas que se transportan por el aire y arañan la superficie. Además tiene un mayor grado de ensuciamiento porque este tipo de superficies reflexivas se cargan electrostáticamente, atrayendo así numerosas partículas de polvo.

Por este motivo, el vidrio es el material más utilizado para el soporte ya que sufre menos degradaciones. Sobre el soporte se coloca una capa de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi para aportar una mayor reflectividad. Dependiendo del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos de espejos:

- De vidrio grueso (espesor  $>3\text{mm}$ )

Mediante tratamiento en un horno especial para proporcionarle la curvatura parabólica necesaria. Puede ser instalado directamente sobre la estructura del colector. Este tipo de espejos son los más empleados, utilizándose así en los colectores LS-3 y Eurotrough.

- De vidrio delgado (espesor  $<1.5\text{mm}$ )

En este caso, los espejos tienen la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pueden pegarse directamente sobre el soporte. Si dicho soporte es suficientemente rígido, será este el que le de la forma parabólica. Si se trata de uno fino, será la propia estructura la que le de la forma.

En cuanto a la elección entre la utilización de aluminio o plata, se suele emplear la plata por una sencilla razón: la reflectividad de la plata es sensiblemente mayor que la del aluminio. La reflectividad de los espejos de vidrio con película de plata pueden alcanzar una reflectividad del orden del 93.5%.

### 3.1.3. TUBO ABSORBEDOR O RECEPTOR PARA CCP

Convierte la radiación solar concentrada en energía térmica, que parcialmente será transferida al fluido de trabajo. Se encuentra situado en la línea focal del concentrador cilindro parabólico, sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte. De este elemento depende en gran medida el rendimiento global del colector, lo que lo hace una parte fundamental de los CCP.

Este elemento consta de un tubo metálico y una carcasa de vidrio concéntrica al anterior. Entre los dos tubos se hace el vacío y el fluido de trabajo pasa por el tubo metálico.

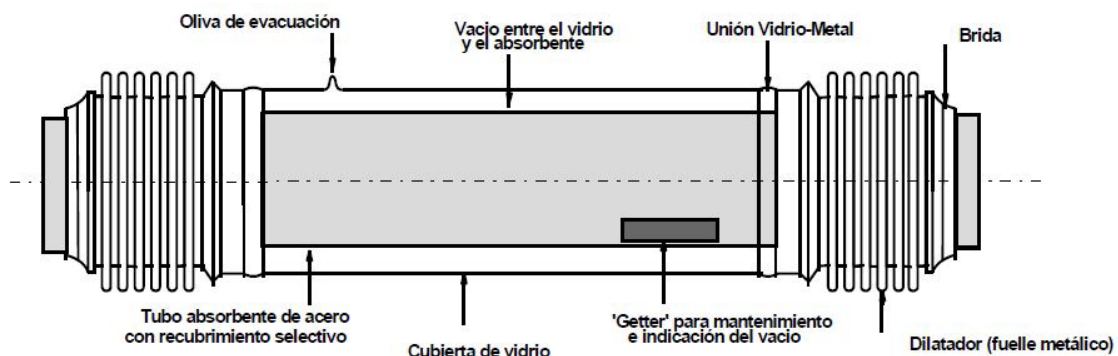


Figura 9. Esquema de un tubo absorbedor [6]

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que le proporciona una elevada absorptancia ( $\sim 94\%$ ) y una baja emisividad ( $\sim 15\%$ ).

El tubo metálico es de unos 70 mm de diámetro exterior y 6 mm de espesor. Se recubre de un material selectivo con baja emisividad y elevado coeficiente de absorción. Su recubrimiento consiste en una serie de capas metálicas y de “Cermets”. El problema de esto es la aparición de la oxidación y degradación a altas temperaturas (400°C) y en contacto con el aire. Es por ello por lo que se aísla con la carcasa de vidrio, haciendo vacío entre ellos.

La carcasa de vidrio tiene un diámetro exterior entre los 115 y 125 mm, con un espesor de 6 mm. Tiene una doble misión: la fundamental es reducir las pérdidas térmicas por convección. Además, se encarga de proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas. A este tubo se le suele aplicar un tratamiento antirreflexivo por las dos caras para aumentar la transmisividad (transmitancia) y, consecuentemente, el rendimiento óptico del colector.

Los extremos del tubo de vidrio van unidos, mediante una soldadura vidrio-metal a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. Así se soluciona el grave problema que sufren estos tubos de dilataciones térmicas a causa de los cambios tan grandes de temperatura, ya que estas variaciones de longitud son absorbidas por dicho fuelle metálico.

Para mantener el vacío se colocan unos elementos llamados *getters* sobre el tubo metálico. Son unas piezas pequeñas que tienen como misión absorber las moléculas procedentes de la degradación del aceite térmico que atraviesan las paredes del tubo metálico, puesto que no es del todo impermeable, causando así la pérdida del vacío. Se extrae el aire de entre los tubos conectando una bomba de vacío a una pequeña toma que hay en la cubierta de vidrio, creando así el vacío entre las dos superficies.

La rotura del tubo suele darse en la soldadura metal-vidrio debido a la continua radiación solar que sufre dicha soldadura. En la actualidad existen varios proyectos que intentan proteger más este foco de roturas, consiguiendo así un menor estrés térmico y mecánico del vidrio. Por ejemplo, en el diseño propuesto por Solel, se incorpora un revestimiento interno reflectante que protege el interior de la soldadura vidrio-metal durante condiciones de operación de bajos ángulos solares. Otras opciones barajadas posteriormente se basan en recubrir el absorbedor de una fina capa de pintura negra *Pyromark*, consiguiendo un mayor rendimiento y menos costes.

#### **3.1.4. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA CCP**

La posición del Sol varía a lo largo del día. Los colectores cilindro-parabólicos utilizan solo la radiación solar directa, por lo que el reflector tiene que estar enfocado hacia el Sol durante todo el día.

Para conseguir esto es necesario un sistema de seguimiento que modifique la posición del colector, siguiendo el movimiento del Sol. Este sistema hace girar al colector a lo largo de uno o varios ejes para conseguir dicho objetivo. El sistema que se suele utilizar es el de seguimiento de un solo eje, el cual, es más sencillo, barato y robusto. Esta robustez hace que los esfuerzos

que pueden soportar los colectores sean mayores. También se tienen menos deformaciones mejorando el rendimiento óptico.

También se han fabricado colectores cilindro parabólicos con seguimiento en los dos ejes, pero la experiencia ha demostrado que su rendimiento es menor al de un solo eje. Aunque la cantidad de energía captada por un colector de dos ejes sea mayor y su rendimiento pico, sus pérdidas son consecuentemente mayores debido al aumento de tuberías pasivas dentro del colector.

Como norma general, las filas de colectores se alinean de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur. Esta orientación influye de manera significativa en la cantidad de energía absorbida. Su elección depende de la latitud del emplazamiento elegido para la construcción de la central. Para lugares entre las latitudes de 30° y 45°, se utilizan sistemas de seguimiento Este-Oeste. En este caso, el eje del colector se sitúa a lo largo de la línea Norte-Sur y realiza su movimiento de Este a Oeste.

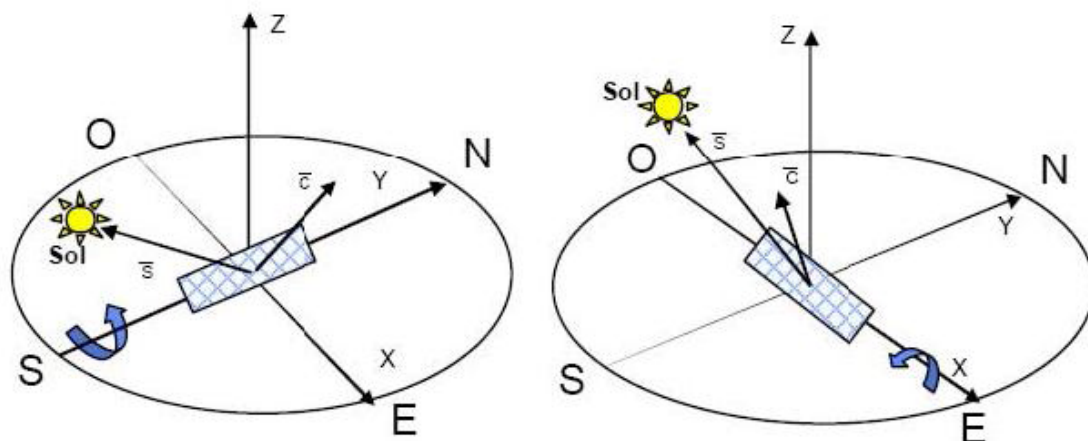


Figura 10. Sistema de seguimiento solar en CCP [34]

Básicamente se distinguen dos tipos de accionamiento: eléctrico o hidráulico. Los primeros consisten en un motor acoplado a una reductora cuyo eje de salida va rígidamente unido al eje de rotación del colector. Al no requerirse grandes pares de giro en el eje es por ello que se emplean para colectores de tamaño mediano-pequeño.

En cambio, el mecanismo hidráulico se utiliza en colectores de altos pares en el eje del colector, por lo tanto, en colectores de mayor tamaño, como los modelos LS-3 o Eurotrough. Dicho mecanismo consta de una bomba eléctrica que alimenta dos pistones hidráulicos, los cuales hacen girar la estructura del colector a lo largo del eje de seguimiento.

Con el objetivo de abaratar costes y simplificar la construcción se utiliza un único sistema de accionamiento para mover varios módulos concentradores conectados en serie. En el caso de los colectores LS-3 se accionan 8 módulos y en los Eurotrough hasta 12 unidades simultáneamente.

El sistema de seguimiento de los colectores cilindro parabólicos además poseen un sistema de control electrónico en bucle abierto o en bucle cerrado. Están dotados de unos sensores que

analizan la posición del Sol y, comparándola con la posición del colector, realizan el giro necesario para un correcto enfoque.

Entre los sensores uno de los más empleados es el de banda de sombra. Consiste en dos fotocélulas situadas sobre una superficie plana y separada por una pared conocida como banda de sombra. Cuando el colector está correctamente enfocado, es decir, perpendicular a la radiación, los rayos llegan también perpendiculares a ambas fotocélulas y la banda no genera ningún obstáculo. Pero, cuando el Sol se mueve, comienzan a aparecer sombras en una de las dos fotocélulas, generando así señales diferentes en cada una de estas y, por tanto, accionando así el sistema que consigue posicionar de nuevo el colector perpendicular al Sol.

### **3.2. BALANCE ENERGÉTICO DE UN CCP**

En este apartado se analizará la particularidad de la fuente de energía primaria, la energía solar. A continuación se estudiará el origen de las pérdidas energéticas sobre el colector, mediante una caracterización óptica del mismo (para cuantificar las pérdidas ópticas), un estudio de los parámetros geométricos que afectan al rendimiento del colector (para evaluar las pérdidas por geometría) y un balance energético de una sección longitudinal del conjunto colector-tubo absorbedor (para considerar las pérdidas térmicas y comparar los resultados teóricos con los experimentales).

Fuente de energía

Al tratarse de un sistema óptico de concentración, la única radiación solar útil es la que no ha sido dispersada a través de la atmósfera, incluyendo polvo, los aerosoles y la contaminación: la radiación solar directa.

En el proceso de aprovechamiento térmico de dicha radiación solar directa por parte del colector cilindro parabólico, aparecen una serie de pérdidas. Es por ello que dicho proceso se entiende como un proceso no ideal, caracterizado por tener un rendimiento. Estas pérdidas se pueden clasificar en tres tipos, que son:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas geométricas
- Pérdidas térmicas

#### **3.2.1. RENDIMIENTO ÓPTICO EN CCP**

Las pérdidas ópticas se producen desde que la radiación atraviesa el plano de apertura del concentrador hasta que es absorbida por el tubo receptor. Dichas pérdidas son originadas por causas de diferente índole, como imperfecciones macroscópicas y microscópicas de la superficie reflectante, errores de posicionamiento o seguimiento del colector o por deformaciones en la estructura del colector, ya sea por su peso propio (poco influyentes) o por la acción del viento, muy influyentes.

A continuación se muestran los distintos tipos de pérdidas ópticas:

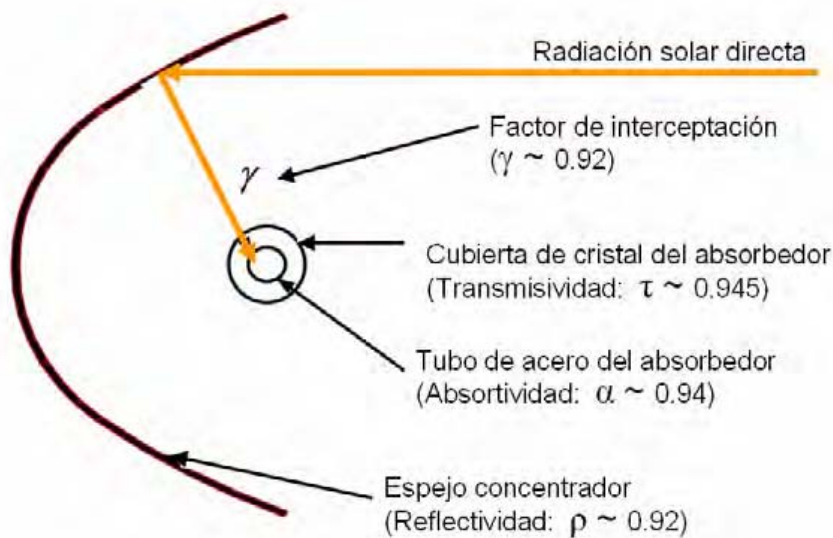


Figura 11. Esquema de las pérdidas ópticas en un CCP [7]

Como se vio anteriormente, lo más común para los reflectores cilindro parabólicos es el uso de una fina capa de plata sobre vidrio grueso curvado en caliente. La superficie reflectante (el espejo) no es un reflector perfecto, es decir, no todos los rayos del Sol que incidan sobre la parábola serán reflejados. El parámetro que cuantifica la cantidad de radiación reflejada por los espejos del colector con respecto a la radiación incidente se denomina **reflectancia o reflectividad ( $\rho$ )**. Dicho parámetro puede llegar a alcanzar el valor de 93.5%.

Estas pérdidas, por tanto, son más acusadas cuanto menor es la reflectividad del cristal. Es por ello que uno de los factores más importantes para evitar estas pérdidas sea la limpieza de los espejos.

El vidrio que protege al tubo absorbedor no es un material absolutamente transparente, lo que significa que existirá una pequeña parte de la radiación reflejada en la parábola que no llegará al absorbedor, ya que será tanto absorbida por el vidrio como reflejada. Del igual forma que la reflectividad, se conoce como **transmitancia o transmisividad ( $\tau$ )** al cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella.

La **absortancia o absortividad ( $\alpha$ )** de la superficie selectiva mide la cantidad de radiación que finalmente ha sido absorbida por el tubo. Para recubrimientos selectivos tipo cermet dicho parámetro puede alcanzar el valor del 96%, mientras que para recubrimientos con naturaleza electrolítica (cromo, níquel, cobalto negro) no supera el 92%.

Por último, existen otro tipo de pérdidas ópticas, cuyos orígenes son de diferentes índoles. Dichas pérdidas se pueden deber a imperfecciones macroscópicas y microscópicas de la cubierta, errores en la posición relativa del tubo absorbedor o del posicionamiento del colector, etc. Todas estas pérdidas se agrupan en el llamado **factor de interceptación ( $\gamma$ )**, cuyo valor máximo suele ser 95%. Este factor tiene una dependencia directamente proporcional con el área del absorbedor pero inversamente proporcional a la superficie del colector:

$$\gamma = \frac{\int_{-a}^a I_D(a) da_{abs}}{\int_{-\infty}^{\infty} I_D(a) da_{colect}} \quad (1)$$

Esta pérdida disminuye cuando aumenta el área del absorbedor. Sin embargo, al aumentar el área del absorbedor también aumentarán las pérdidas térmicas, por tanto, es necesario tener en cuenta ambas para minimizar la pérdida de energía.

Estos cuatro parámetros son adimensionales y toman valores entre el 0 y el 1%.

El producto de estos cuatro parámetros, la reflectividad, transmisividad, absorptividad y el factor de interceptación es lo que se denomina como **rendimiento óptico** del colector, que será:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma \quad (2)$$

Es oportuno señalar que todos estos valores dependen del ángulo de incidencia. Es por esto por lo que los suministradores, tanto de tubos como de espejos, proporcionan estos valores ópticos para un ángulo de incidencia nulo. Con estos valores, se puede hablar entonces de **rendimiento óptico pico**:

$$\eta_{opt}|_{pico} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma|_{\theta=0^\circ} \quad (3)$$

El rendimiento óptico pico no depende ni de la radiación solar directa que incide en los colectores ni de la temperatura que se alcanzan en los mismos. Por eso su valor debe permanecer constante siempre y cuando no se produzca una variación en alguno de los cuatro parámetros ópticos definidos anteriormente. Este es el motivo por el que el fabricante tiene que dar el valor del rendimiento óptico pico de su colector, en perfecto estado de limpieza, puesto que dicho valor sí que depende del grado de ensuciamiento del colector. Por ejemplo, para un grado de limpieza (factor de ensuciamiento) del 90%, el valor del rendimiento óptico pico será el 90% del valor nominal, quedando el siguiente **rendimiento óptico**:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma \cdot F_{limp} \quad (4)$$

### 3.2.2. RENDIMIENTO GEOMÉTRICO EN CCP

Este tipo de pérdidas son menos importantes que las ópticas, pero suele verse traducido en una disminución del área efectiva de captación de la parábola. Dichas pérdidas se dividen en dos grupos:

- Pérdidas debidas al ángulo de incidencia (inherentes al colector)

Dicho ángulo de incidencia surge al dotar al colector cilindro parabólico de un sistema de seguimiento de un solo eje, permitiendo únicamente un movimiento de elevación. El ángulo que forma el vector solar con el vector normal al área de apertura del colector se conoce como ángulo de incidencia.

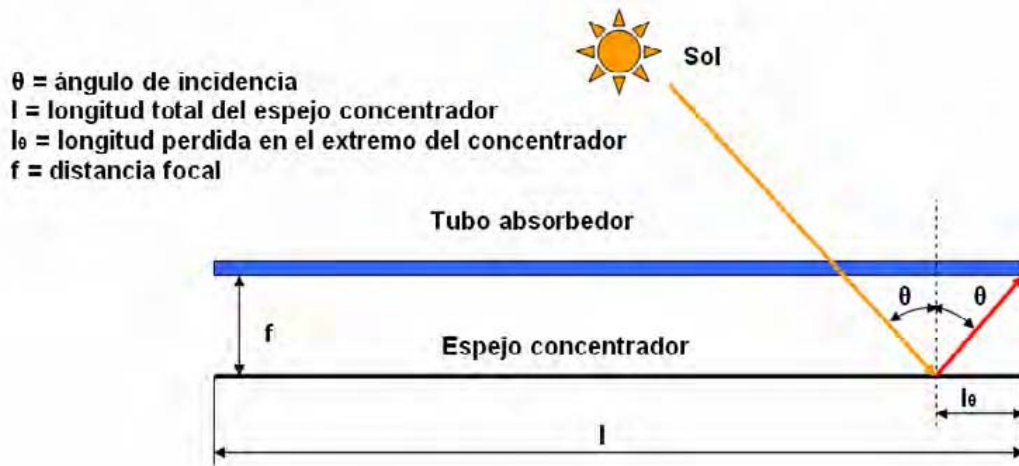


Figura 62. Perfil de espejo y tubo absorbedor CCP en pérdidas por ángulo de incidencia [7]

En la imagen anterior se puede observar que existe una pequeña parte en el espejo concentrador cuyos rayos reflejados no inciden en el tubo absorbedor, siempre y cuando el ángulo de incidencia no sea nulo. Por lo tanto, es posible que haya una parte no útil al final del tubo absorbedor. El área del espejo que se pierde por este fenómeno,  $A_{esp}$ , viene dada como:

$$A_{esp} = W \cdot l_{\theta} = W \cdot f_m \cdot \tan(\theta) \quad (5)$$

Siendo  $W$  el ancho de la parábola y  $f_m$  la distancia media entre el tubo absorbedor y el espejo concentrador, calculándose de la siguiente forma:

$$f_m = f + \left[ \frac{f \cdot W^2}{48 \cdot f^2} \right] = f + \frac{W^2}{48 \cdot f} \quad (6)$$

Donde  $f$  es la distancia focal de la parábola, es decir, la distancia media entre todos los puntos de la parábola y el foco, para una misma sección transversal.

Como ya se ha visto, el ángulo de incidencia afecta también a los parámetros ópticos, de tal manera que con un ángulo de incidencia nulo dichos parámetros tomarían su valor máximo, y



con un ángulo de incidencia de 90° su valor sería mínimo. Por lo tanto, un ángulo de incidencia distinto de cero provoca pérdidas geométricas de final de colector, mayores tanto en cuanto aumente dicho ángulo. Para cuantificar esta influencia, tanto para las pérdidas ópticas como para las geométricas, se introduce un parámetro denominado **modificador del ángulo de incidencia,  $K(\theta)$** , que sirve para ambos tipos de pérdidas, basado en una expresión polinómica dependiente del ángulo de incidencia. Esta expresión se consigue de forma experimental:

$$K(\theta) = \cos(\theta) - (2.859621 \cdot 10^{-5} \cdot \theta^2) - (5.25097 \cdot 10^{-4} \cdot \theta) \quad (7)$$

Función que, para el ángulo  $\theta$  dado en grados, toma la forma que muestra la siguiente gráfica, realizada en *Matlab*:

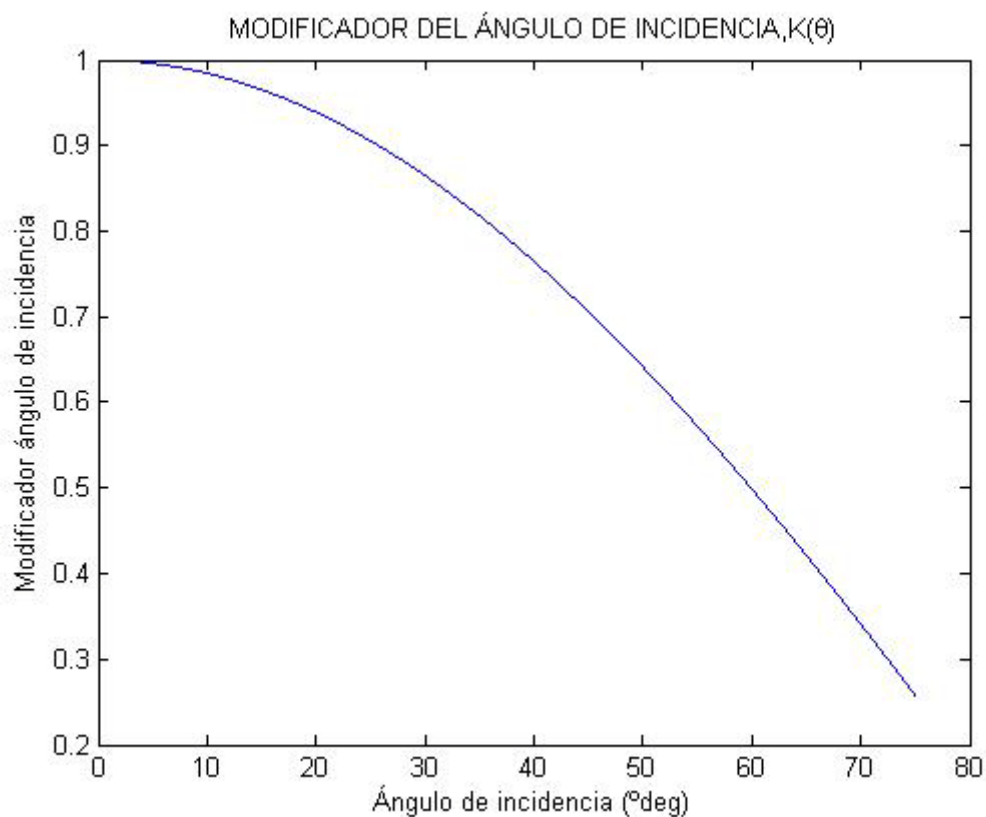


Figura 73. Modificador del ángulo de incidencia

- Pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores entre las filas

También conocido como pérdidas por sombras entre filas o *Row shadowing losses*. En el caso de una instalación con un campo de colectores cilindro-parabólicos que estén ordenados en filas, además del efecto del ángulo de incidencia habrá que considerar unas pérdidas adicionales por sombreamiento entre filas paralelas, como puede observarse en la siguiente figura:

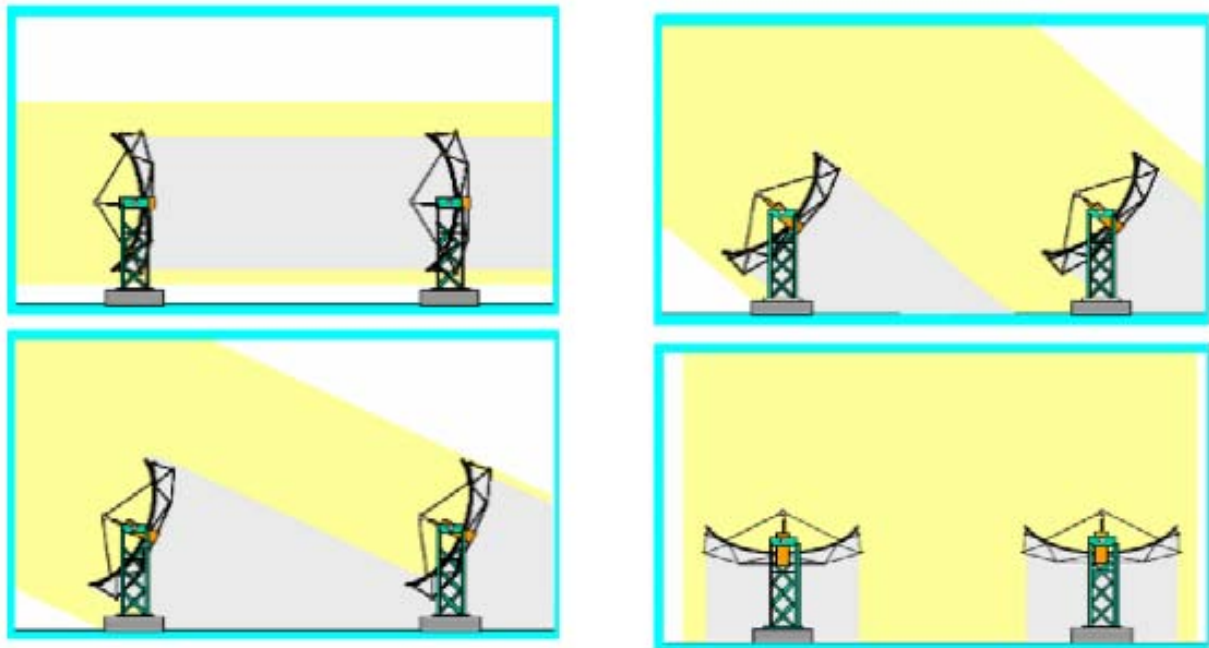


Figura 8. Efecto del sombreadamiento en CCP [7]

A la salida del Sol, por la mañana, la primera fila de colectores no sufre ningún tipo de sombra, mientras que el resto se encuentran casi totalmente sombreadas. A medida que avance el día y se vaya moviendo el Sol, habrá una zona parcialmente sombreada. La sombra minimiza el ancho efectivo de la parábola y, por lo tanto, disminuye el área de apertura del colector, reduciéndose así la radiación absorbida por el receptor.

Más tarde, cuando el Sol vaya alcanzando su altura máxima, existirán intervalos de tiempo en el que no se producirá zonas sombreadas en los colectores, como puede verse en la última imagen.

Para poder cuantificar este tipo de pérdidas, es necesario calcular el ancho efectivo de la parábola, es decir, la zona no sombreada:

$$W_{ef} = x \cdot W \quad (8)$$

siendo  $x$  un valor comprendido entre 0 y 1, el cual marcará la porción del espejo que está sombreada (siendo 0 totalmente sombreado y 1 totalmente libre de sombras)

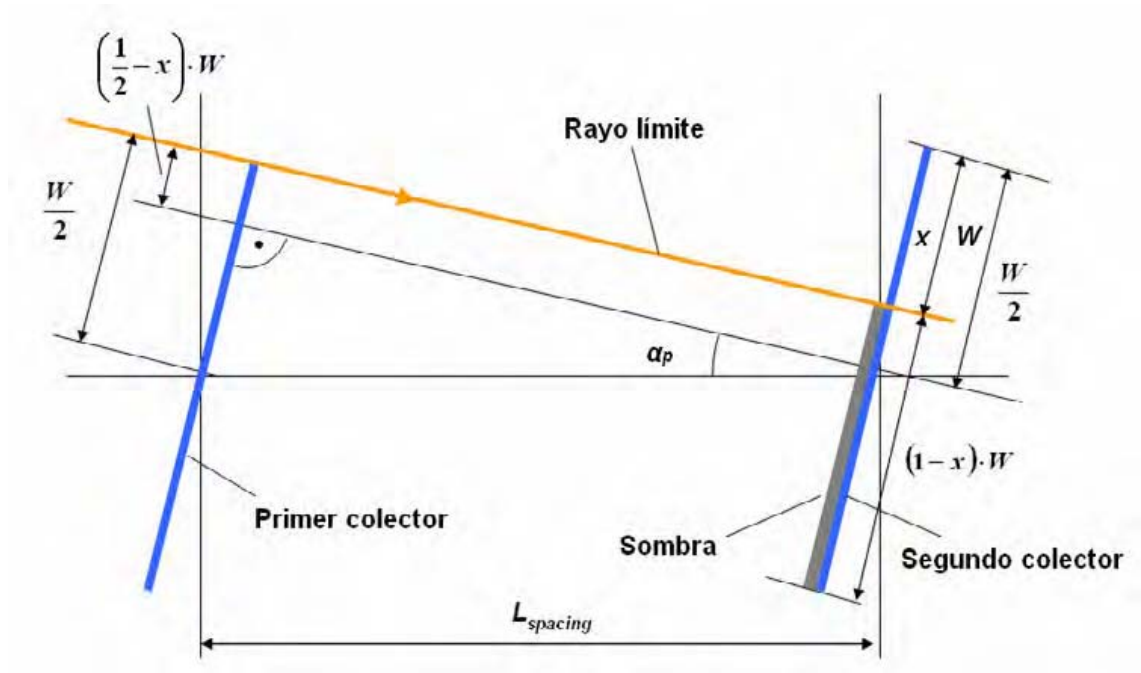


Figura 15. Perfil de la zona de sombras en CCP [7]

Para el cálculo de este factor  $x$ , es necesario relacionar la anchura efectiva con la separación entre colectores ( $L_{separ}$ ) mediante la siguiente expresión:

$$L_{separ} \cdot \sin(\alpha_p) = \frac{W}{2} - \left(\frac{1}{2} - x\right) \cdot W = x \cdot W \quad (9)$$

Solo queda obtener el valor de  $x$  en función de los datos conocidos. Para conseguirlo, se considera un punto  $P$  situado en la normal al colector, tal y como aparece en la siguiente figura:


$$\begin{aligned}\cos(\theta_Z) &= \cos(\theta) \cdot \cos(90^\circ - \alpha_p) + \sin(\theta) \cdot \sin(90^\circ - \alpha) \cdot \cos(90^\circ) \\ &= \cos(\theta) \cdot \sin(\alpha_p)\end{aligned}\quad (10)$$
$$\sin(\alpha_p) = \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (11)$$
$$x = \frac{L_{separ}}{W} \cdot \frac{\cos(\theta_Z)}{\cos(\theta)} \quad (12)$$

35

$$x = \min \left\{ \max \left[ 0; \frac{L_{separ}}{W} \cdot \frac{\cos(\theta_Z)}{\cos(\theta)} \right]; 1 \right\} \quad (13)$$

De esta forma se consigue que, si de la Ecuación (12) sale un valor menor que cero,  $x$  será nulo, y si sale mayor que uno, la  $x$  valdrá la unidad.

Por lo tanto, sustituyendo en la Ecuación (8) se obtendrá el ancho efectivo de la parábola:

$$W_{ef} = \min \left\{ \max \left[ 0; \frac{L_{separ}}{W} \cdot \frac{\cos(\theta_Z)}{\cos(\theta)} \right]; 1 \right\} \cdot W \quad (14)$$

Además, otra forma de medir la influencia de las pérdidas por bloqueos y sombras de elementos estructurales sería a través del **factor de sombras** ( $F_{sombras}$ ) cuyo cálculo detallado, basado en relaciones trigonométricas, puede resumirse según la siguiente ecuación:

$$F_{sombras} = 1 - \left( \frac{L}{W} \right) \cdot \cos(\beta) \quad (15)$$

Donde  $L$  es la separación entre filas [ $m$ ],  $W$  es el ancho de apertura del colector [ $m$ ] y  $\beta$  es el ángulo de seguimiento, que se define según:

$$\cos(\beta) = \frac{\cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s) \cdot \sin(\sigma) + \sin(\alpha_s) \cdot \cos(\sigma)}{\cos(\theta)} \quad (16)$$

Siendo:

$\alpha_s = \text{elevación solar}$

$\gamma_s = \text{azimutal solar}$

$\sigma = \text{pendiente del terreno (positiva hacia el sur)}$

$\theta = \text{ángulo de incidencia}$

Por lo tanto, todos estos fenómenos, quedando valorados mediante el modificador del ángulo de incidencia  $K(\theta)$  y el factor de sombras  $F_{sombras}$  se define el **rendimiento geométrico** como:

$$\eta_{geom} = K(\theta) \cdot F_{sombras} \quad (17)$$

Las pérdidas de este tipo podrían reducirse e incluso eliminarse, aumentando la distancia entre filas paralelas. En la práctica, es necesario optimizar esta distancia, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Un aumento de la superficie necesaria para la instalación del campo solar, lo cual implica una mayor inversión económica.
- Un incremento de los costes de tuberías y aislantes térmicos, además de unas mayores pérdidas a través de dichas tuberías.
- Una variación del volumen del fluido de trabajo debido a la variación en la capacidad del tubo absorbedor y por las tuberías auxiliares. Esto se traduce en un aumento de los costes en la compra de fluido y en su reposición tras la degradación del mismo.
- Un incremento de pérdida de carga en el circuito y, por tanto, mayor consumo parásito de la instalación debido a la necesidad de aumentar la presión de bombeo.

### **3.2.3. RENDIMIENTO TÉRMICO EN CCP**

Las pérdidas térmicas constituyen el segundo tipo de pérdidas más importante, después de las ópticas. Se producen tanto en el tubo absorbedor como en toda la red de tuberías de la instalación. Sin embargo, se van a estudiar dichas pérdidas únicamente en el tubo absorbedor, pues tienen mayor importancia.

Son consecuencia de la diferencia de temperaturas entre el fluido caliente que circula por el absorbedor y la temperatura de la atmósfera, lo cual provoca un flujo de calor hacia el exterior del tubo, que es lo que se denominará pérdidas del colector. Dichas pérdidas están constituidas principalmente por:

- Pérdidas por radiación desde la cubierta de vidrio al espacio exterior.
- Pérdidas por convección (libre/forzada) desde la cubierta de vidrio al exterior.
- Pérdidas por conducción a través de los soportes metálicos de los tubos.

En el balance también intervienen:

- Pérdidas por radiación de la superficie selectiva del tubo metálico a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección entre la superficie selectiva del absorbedor (no existe un vacío total entre el metal y el vidrio). En caso de pérdida de vacío o, peor aún, en caso de ausencia de cubierta de vidrio, estas pérdidas tendrían que incluirse en el grupo de las principales, ya que su influencia sobre el rendimiento global es muy importante.

- Pérdidas por conducción a través del espesor del metal, de la superficie selectiva y de la cubierta de vidrio.

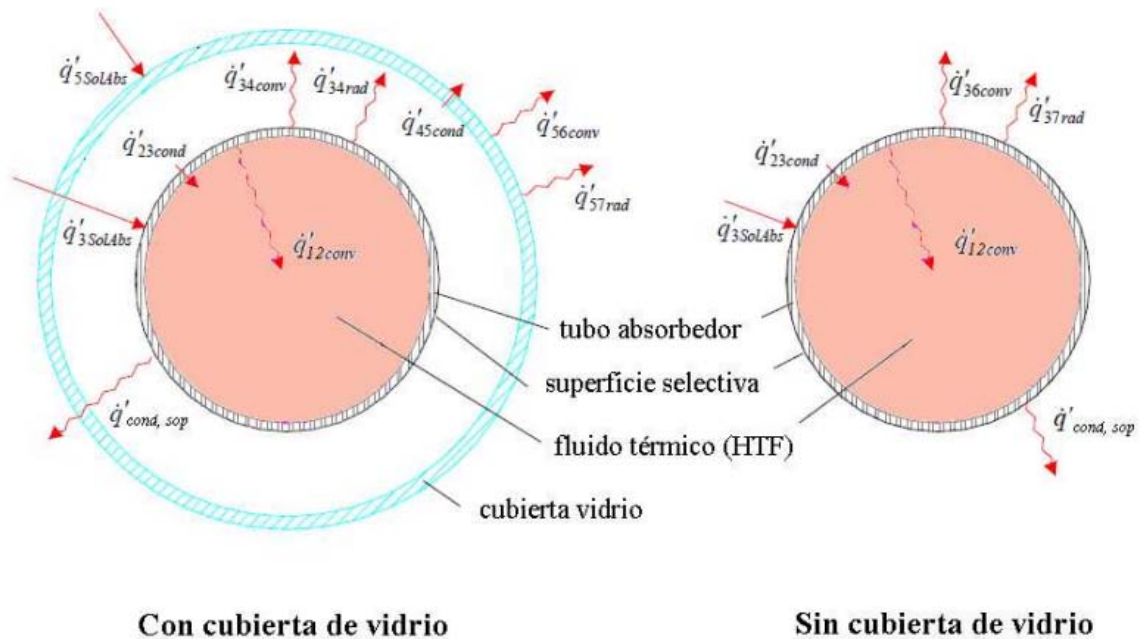


Figura 9. Pérdidas térmicas en un tubo absorbedor de CCP [22]

Entre todas las transferencias de calor, la más relevante es la transferencia de calor por la radiación desde la superficie externa de la cubierta de vidrio al espacio exterior, y depende fundamentalmente de la **emisividad** ( $\epsilon$ ) de la superficie absorbidora del tubo metálico y de su temperatura.

La emisividad relaciona de forma adimensional la energía térmica en forma de radiación que emite una superficie a una determinada temperatura, con la que radiaría la misma superficie si fuera un cuerpo negro a la misma temperatura. Tiene, por tanto, un comportamiento creciente con la temperatura tal y como se observa en la siguiente gráfica donde se representa la dependencia, en términos de emisividad, de un tubo absorbedor comercial, pensado para la concentración cilindro parabólica de alta temperatura. Por lo tanto, se debe valorar la emisividad no como un término constante, sino como función que depende de la temperatura.

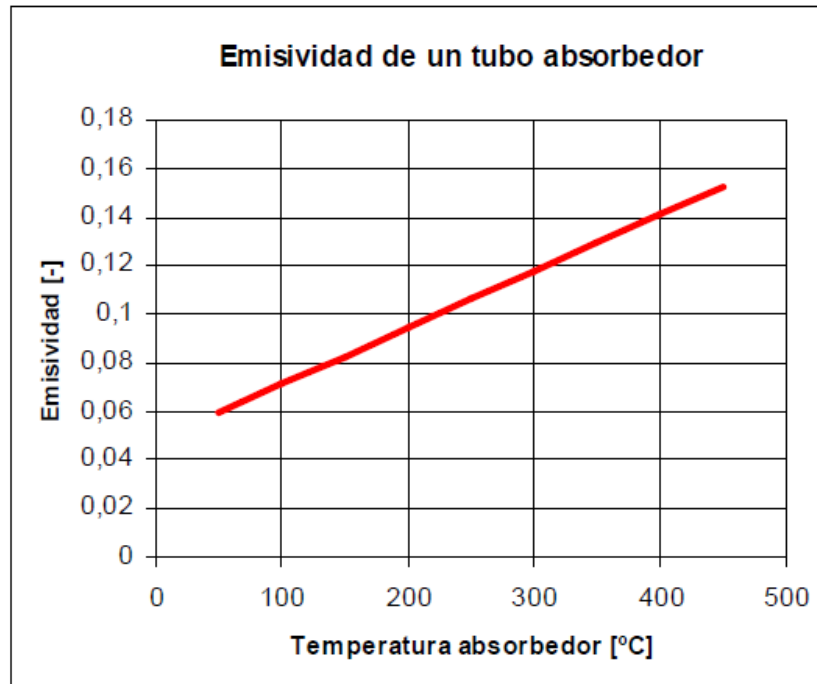


Figura 108. Emisividad de tubo absorbedor frente a su temperatura [6]

Para realizar los cálculos térmicos dentro del colector, se va a realizar un balance energético en una sola dimensión en condiciones estacionarias de una sección del tubo absorbedor, el fluido de trabajo y el ambiente. Se asume que todos los flujos de calor, temperaturas y propiedades térmicas y ópticas son uniformes.

Para realizar dicho balance de una forma más sencilla, se facilita este esquema equivalente de resistencias térmicas:

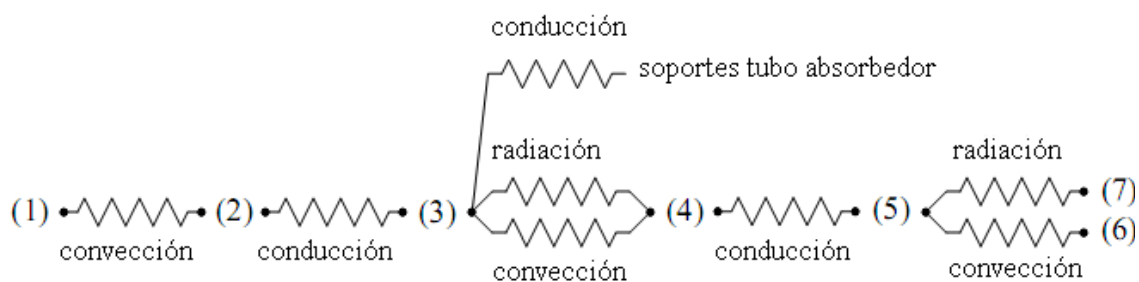


Figura 119. Esquema equivalente de resistencias térmicas [22]

Donde:

- (1) Fluido de trabajo
- (2) Pared interna del tubo absorbedor
- (3) Pared externa del tubo absorbedor
- (4) Pared interna de la cubierta de vidrio
- (5) Pared externa de la cubierta de vidrio
- (6) Ambiente
- (7) Cielo equivalente



Aplicando las ecuaciones de conservación de la energía entre los diferentes puntos del circuito térmico equivalente:

$$q'_{12conv} = q'_{23cond} \quad (18)$$

$$q'_{3SolAbs} = q'_{34conv} + q'_{34rad} + q'_{23cond} + q'_{cond,sop} \quad (19)$$

$$q'_{34conv} + q'_{34rad} = q'_{45cond} \quad (20)$$

$$q'_{45cond} + q'_{5SolAbs} = q'_{56conv} + q'_{57rad} \quad (21)$$

Se reescribe la Ecuación (19) bajo la hipótesis de que en la región entre el tubo y la cubierta de vidrio se le ha practicado el vacío, y por lo tanto se considera despreciable la convección interna en dicha región ( $q'_{34conv}$ ):

$$q'_{3SolAbs} = q'_{34rad} + q'_{12conv} + q'_{cond,sop} \quad (22)$$

Puesto que  $q'_{12conv}$  se puede considerar como el calor útil que recibe el fluido térmico, se puede renombrar la ecuación anterior y establecer:

$$q'_{\text{útil}} = q'_{3SolAbs} - q'_{34rad} - q'_{cond,sop} \quad (23)$$

Por otro lado, de la Ecuación (20):

$$q'_{34rad} = q'_{45cond} \quad (24)$$

Quedando la Ecuación (21):

$$q'_{34rad} + q'_{5SolAbs} = q'_{56conv} + q'_{57rad} \quad (25)$$

En el caso de que la cubierta funcionara de forma ideal, es decir, dejara pasar toda la radiación a través de ella, su absorción sería cero ( $\alpha_{\text{vidrio}} = 0$ ) y, por tanto,  $q'_{5SolAbs}$  se podría despreciar, quedando la ecuación anterior:

$$q'_{34rad} = q'_{56conv} + q'_{57rad} \quad (26)$$

Sustituyendo el valor de  $q'_{34rad}$  en la Ecuación (23) y renombrando a  $q'_{3SolAbs}$  como  $q'_{abs}$  (el calor proveniente de la energía solar que incide sobre el tubo absorbedor y que, por tanto, se puede aprovechar):

$$q'_{\text{útil}} = q'_{abs} - (q'_{56conv} + q'_{57rad} + q'_{cond,sop}) \quad (27)$$

Esta es la expresión del calor útil que se transfiere finalmente al fluido térmico, que es la diferencia entre el calor que absorbe el tubo menos sus **pérdidas térmicas**, que sería la suma que aparece entre paréntesis en la expresión, y que corresponden a las transferencias de calor que se producen al ambiente.

$$q'_{\text{pérdidas térmicas}} = q'_{56conv} + q'_{57rad} + q'_{cond,sop} \quad (28)$$

Por lo tanto, las pérdidas ópticas de un colector cilindro parabólico serían la convección y radiación desde la superficie de la cubierta de vidrio hacia el ambiente y el cielo equivalente, respectivamente  $(q'_{56conv} + q'_{57rad})$  y en segundo plano las pérdidas por conducción en los soportes del tubo  $(q'_{cond,sop})$ .

Una vez definidos estos términos, se puede calcular el **rendimiento térmico**, el cual contabiliza todas las pérdidas que tienen lugar en el colector. Depende tanto de la temperatura de trabajo del tubo absorbedor como de la temperatura ambiente.

Se puede definir como el calor útil que recibe el fluido entre la potencia térmica solar que incide en el tubo absorbedor (potencia solar una vez haya sido atenuada por circunstancias ópticas y geométricas):

$$\eta_{\text{term}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{abs}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{sol} \cdot \eta_{\text{ópt}} \cdot \eta_{\text{geom}}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{DNI \cdot A_{\text{apert}} \cdot \eta_{\text{ópt}} \cdot \eta_{\text{geom}}} \quad (29)$$

Siendo DNI la radiación Solar Directa ( $W/m^2$ ) y  $A_{\text{apert}}$  el área de apertura del colector.

### 3.3. RENDIMIENTO GLOBAL EN CCP

El rendimiento global del colector engloba todas las pérdidas: ópticas, geométricas y térmicas. Se define como el cociente de la potencia útil que absorbe el fluido entre el recurso solar disponible para ese instante, es decir, la potencia solar.

$$\eta_{\text{global}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{sol}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{DNI \cdot A_{\text{apert}}} \quad (30)$$

Otra forma de expresar la eficiencia global es:

$$\eta_{global} = \eta_{opt} - U_L \cdot \left( \frac{T_m - T_a}{DNI \cdot \cos(\theta)} \right) \quad (31)$$

Siendo  $U_L$  el coeficiente de pérdida basado en el área de apertura ( $\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$ ),  $T_m$  es la temperatura media ( $T_m = (T_1 + T_2)/2$ ),  $T_a$  denota la temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ) y  $\theta$  en ángulo de incidencia.

## 4. INSTALACIONES DE CONCENTRADORES LINEALES TIPO FRESNEL

### 4.1. DEFINICIÓN

El concentrador lineal tipo Fresnel es una de las nuevas formas de aprovechamiento térmico, destacado por su sencillez en la construcción y por su bajo coste. A semeja su forma y posición a la de una parábola, de tal manera que se podría decir que es un colector parabólico partido en diferentes trozos.



Figura 2012. Concentrador lineal Fresnel en Almería [39]

Debido a su relación de concentración pequeña (inferior a la del cilindro parabólico), la temperatura máxima del fluido de trabajo estaría por debajo de los  $300^{\circ}\text{C}$  (unos  $270^{\circ}\text{C}$ ) para tener rendimiento óptico y térmico razonable.

Estos reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, los cuales simulan un espejo curvo, por lo tanto su materia prima es barata. El hecho de que los espejos sean planos supone un abaratamiento cercano al 30% respecto al coste de los espejos curvos. Sin embargo, es con estos espejos curvos con los que se consigue un rendimiento un 15% mayor que con los planos. Con el ahorro de costes en materiales, junto con la simplicidad en su funcionamiento hacen que la reducción de costes sea muy superior a la reducción del rendimiento.

En cuanto al sistema de seguimiento es el mismo que el empleado para los CCP, con los reflectores dispuestos en dirección Norte-Sur, orientados hacia el este por la mañana y siguiendo el sol hasta su puesta por el oeste.

Para llevar a cabo este seguimiento, los colectores se controlan con motores eléctricos, que realizan el seguimiento del sol. Los espejos, dispuestos en líneas paralelas, enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado alrededor de unos 10 metros por encima de los espejos (en el caso de estudio serán 13 metros). El agua fluye a través del tubo de absorción, el cual no necesitará tener una cubierta de cristal ni requerirá que se le realice el vacío si las temperaturas que se alcanzan no son muy altas. Con esta agua, que se calienta hasta alcanzar temperaturas de unos 450°C, se produce vapor (no necesita intercambiador de calor), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Son menos sensibles al viento, debido al pequeño tamaño de sus espejos.

La principal diferencia entre los concentradores tipo Fresnel y los cilindro parabólicos radica en la forma del colector. Los primeros se componen de largas filas de espejos planos (con una ligerísima curvatura) que actúan como concentradores y un tubo absorbedor situado a una altura considerable.

Las lentes Fresnel son más delgadas que las habituales porque, a diferencia de la desviación de los rayos que se conseguía gracias a la diferencia de grosor del cristal entre extremos y centro, las lentes tipo Fresnel las realiza con diferentes perfiles concéntricos.

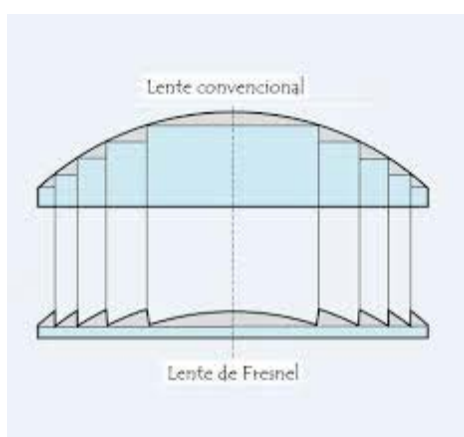


Figura 13. Perfil de lente Fresnel frente a convencional [31]

Igual que con los colectores cilindro parabólicos, los de tipo Fresnel se componen de los mismos cuatro primeros elementos fundamentales, a los cuales se les suma un quinto, que

será el reflector secundario. Por lo tanto, los elementos principales de un colector linear fresnel son:

- Cimentación y estructura soporte
- Sistema de seguimiento solar
- Reflector primario
- Tubo absorbedor
- Reflector secundario

#### **4.1.1. CIMENTACIÓN Y ESTRUCTURA SOPORTE PARA RLF**

La misión de la estructura del concentrador es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interface con la cimentación del colector.

Se construye con perfiles estándar de acero galvanizado. Es simple y ligera, y su diseño disminuye los costes, el trabajo de limpieza y el riesgo de avería por situaciones climatológicas adversas.

Para este tipo de estructura es fundamental que los cimientos no se muevan y que la estructura que lo sujeta esté bien fija. Es por ello por lo que se excava para tener una base de cemento armado, que sujeta los perfiles de acero. Tras montar la estructura, se estabiliza con barras y tirantes.

El hecho de que los concentradores se sitúen a nivel del suelo es una ventaja porque se reduce así la carga del viento, haciéndolo también más fácil de limpiar y mantener.

Tras haber montado la estructura y las barras y tirantes, se procede a colocar los espejos, comprobando si focalizan correctamente. Una vez comprobado, se termina de asegurar la estructura con lechada anti-contracciones en las uniones de las columnas con el suelo.

#### **4.1.2. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA RLF**

Aunque cada línea de espejos tenga una inclinación, cuando se realiza el seguimiento del sol, éstos hacen el mismo movimiento relativo. Por lo tanto, se pueden girar varias filas a la vez con un solo motor. Dicho motor también se acciona con la acción de fuertes vientos, fijando así los espejos horizontalmente, o por la acción del granizo o, simplemente, por limpieza, poniéndolos en vertical en ambos casos, en el último para permitir el paso entre las filas.

Este mecanismo de seguimiento solar puede ser eléctrico, motor-reductor o hidráulico, que es el más común. Debido a que debe mover varias filas, como ya se ha explicado, requiere una cantidad de energía considerable. Esta es también una de las razones por las que un solo mecanismo se encarga de mover varias filas de colectores.

Los cojinetes se hacen asimétricos para que el centro de gravedad del espejo coincida con el eje y, normalmente, todos los engranajes se someten a pruebas de resistencia en ambientes de mucho polvo y arena.

#### **4.1.3. REFLECTOR PRIMARIO PARA RLF**

Lo conforman los espejos alargados, los cuales giran durante el día siguiendo al sol. Como en el caso de los cilindro-parabólicos, se encargan de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbente que se sitúa encima de ellos.

Están hechos de vidrio de seguridad ligeramente curvados elásticamente (con un radio de curvatura entre 8.6-10.6m) y pegados a la estructura soporte que, como se mencionó anteriormente, es la que la dota de movimiento por un mecanismo de arrastre.

El hecho de que los espejos sean prácticamente planos es el motivo por el que los espejos fresnel son más baratos que los CCP. Un espejo plano es mucho más sencillo de producir que uno curvado, viéndose reflejado así en su precio. Además, investigaciones demuestran que la eficiencia óptica de los reflectores puede aumentar hasta un 13% por esta ligerísima curvatura. Se puede conseguir por medio del curvado en frío.

#### **4.1.4. TUBO ABSORBEDOR PARA RLF**

Es el elemento receptor por el que circula el fluido que transporta el calor. Normalmente (si las temperaturas para las que está diseñado son altas) estará protegido por un cristal delantero y por un reflector secundario (en la parte de atrás) el cual ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos y mejorar así la eficiencia.

El fluido que circula es agua, que entra en estado líquido, atraviesa el colector, y sale evaporada, llegando a alcanzar temperaturas de unos 270°C.

Aunque las características particulares de cada tubo depende del fabricante, todos ellos deben diseñarlos atendiendo a dos premisas fundamentales: que la transferencia de calor entre el absorbedor y el agua que circula por su interior debe ser la máxima posible. Un buen material con el que se consigue esto es con el acero 304 (AISI), con alto porcentaje de Cromo y Níquel. Y también que la distribución de temperaturas a lo largo del tubo debe ser uniforme, ya que, de no cumplirse esto, se produciría una degradación del material más rápida.

#### **4.1.5. REFLECTOR SECUNDARIO PARA RLF**

Consiste en un segundo espejo que envuelve al tubo absorbente y que trata de aprovechar los rayos más oblicuos (que no inciden directamente en el tubo absorbedor) para aumentar así el rendimiento del colector.

A diferencia de los CCP, en los tubos absorbentes de los fresnel no hay vacío ni soldaduras vidrio-metal. El tubo se encuentra dentro de una cavidad, por una parte el reflector secundario y por otra el cristal protector. Así se evitan las pérdidas por convección (aunque hay aire) y, por tanto, las pérdidas por conducción.

Para que las dilataciones del tubo no afecten a la estructura, éste se sujeta con perfiles en U a dicha cavidad.

El vidrio por el que atraviesa la luz tiene una transmitancia aproximada del 95%, para la cual se ha realizado un tratamiento antirreflejante. Una vez ha pasado el vidrio puede ir incidir directamente en el tubo absorbente o reflejarse en el espejo secundario, que está más limpio y es de mejor calidad que el espejo primario, de tal manera que refleja el 95% de la radiación recibida.

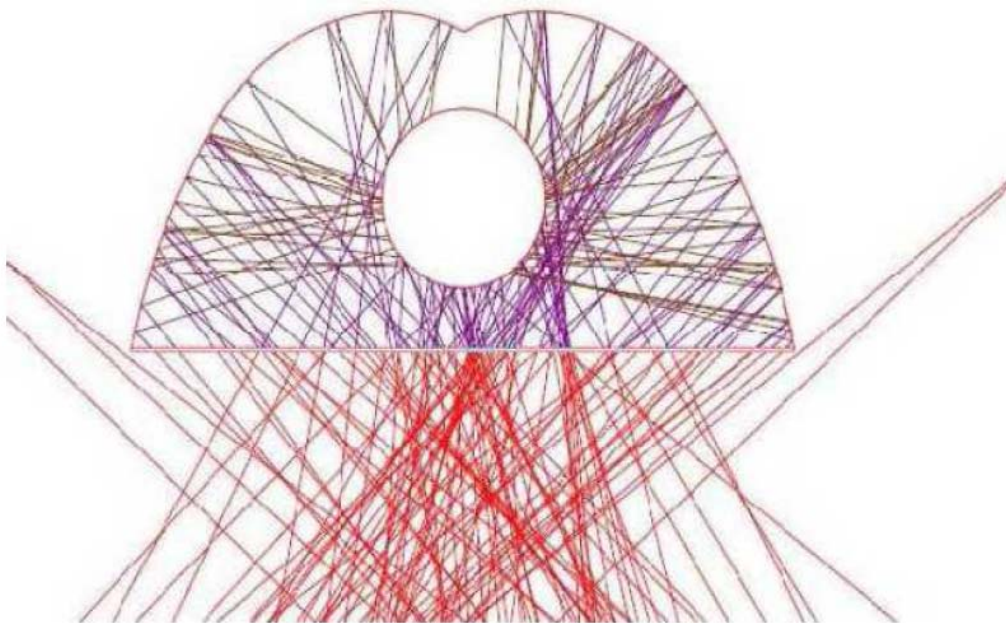


Figura 142. Trazado de rayos en el reflector secundario [34]

## SENSORES

La mayoría de estas instalaciones disponen de diversos sensores, cada uno con una función determinada. Son:

- Potenciómetro: cada fila de espejos posee un potenciómetro para determinar la posición actual de las filas de espejos. Estos sensores se colocan junto a los mecanismos de arrastre.
- Sensor solar: se sitúan sensores solares a cada lado del receptor para la calibración automática opcional de las filas de los espejos, los cuales detectan líneas focales no centradas en los espejos primarios.

- Sensor de temperatura: se coloca a la entrada y salida del tubo absorbedor. Si la temperatura se eleva por encima de la temperatura máxima definida, el controlador empezará a desenfocar las filas de espejos.

## 4.2. BALANCE ENERGÉTICO DE CONCENTRADOR FRESNEL

### 4.2.1. RENDIMIENTO ÓPTICO EN RLF

Para un concentrador que posee un sistema de seguimiento de uno o dos ejes, se considera que la energía aprovechada se debe a la Irradiancia directa. Cuando los rayos alcanzan la superficie de los espejos reflectores, la energía redireccionada hacia el tubo absorbedor dependerá directamente de la **reflectividad ( $\rho$ )** de las superficies involucradas. Esta propiedad expresa cuánta energía es reflejada del total interceptada en la superficie de los espejos, y alcanza valores en torno al 95%

Así, el mismo concept se aplica cuando la radiación llega al receptor. Una fracción de energía es reflejada y la otra absorbida en función de las propiedades del material utilizado para su fabricación. Con dichas propiedades se procura que alcance una alta **absortancia ( $\alpha$ )**, cuyo valor podría ser en torno al 94%.

Por otro lado, en el caso de la existencia del vidrio que proteja al tubo absorbedor, no es absolutamente transparente, lo que significa que no toda la radiación que le llegue será transmitida al tubo. Se conoce como **transmitancia ( $\tau$ )** al cociente entre la radiación que pasa a través del vidrio y la radiación que incide sobre el tubo absorbedor, siendo un valor típico el 95%.

De esta manera, Velázquez et al. (2010), establecieron la siguiente relación para un receptor desnudo, es decir, sin tener en cuenta el reflector secundario:

$$\eta_{opt} = 1.01 \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \rho \cdot \gamma \quad (32)$$

Siendo  $\gamma$  el factor de forma que, se considera 1 para casos ideales. En caso de no existir cubierta de vidrio, el producto de transmitancia-absortancia ( $\tau \cdot \alpha$ ) quedaría únicamente como la absortancia ( $\alpha$ ).

En caso de que exista reflector secundario envolviendo el tubo absorbedor, la reflectividad del mismo también debe ser tomada en cuenta. Por lo tanto, el rendimiento óptico para un colector tipo Fresnel con cubierta de vidrio será:

$$\eta_{opt} = 1.01 \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \rho \cdot \rho_{refl.secundario} \quad (33)$$



#### 4.2.2. RENDIMIENTO TÉRMICO EN RLF

Para conocer las pérdidas térmicas es necesario realizar un balance térmico dentro del concentrador. El balance térmico total es el que se muestra en la figura:

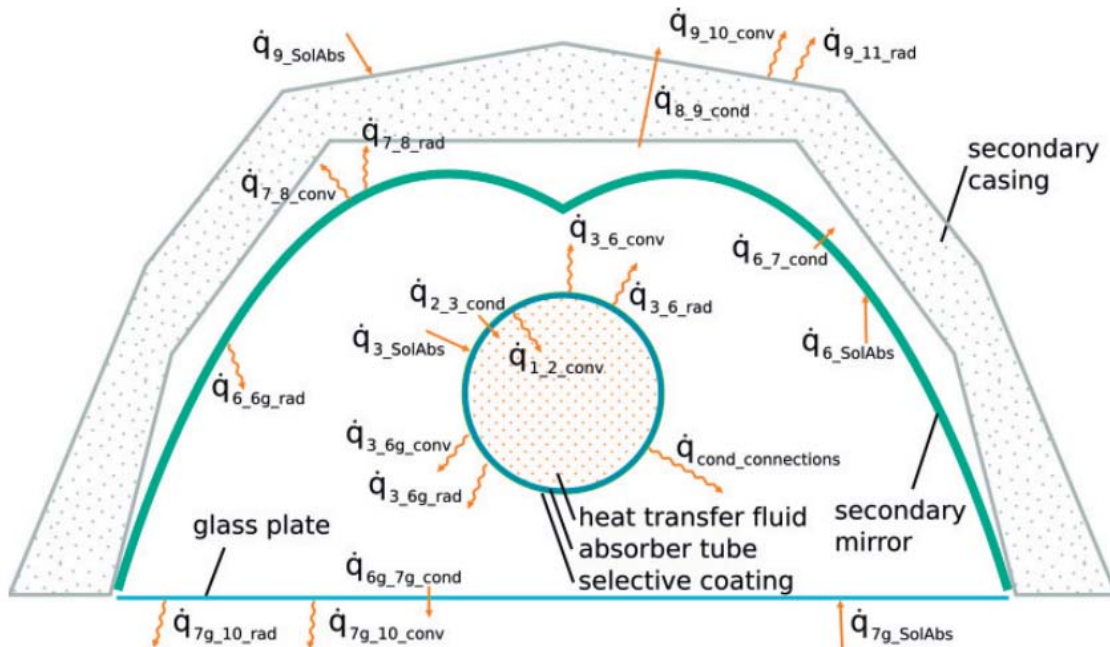


Figura 15. Pérdidas térmicas en RLF [9]

correspondiéndose los subíndices a las superficies indicadas en la siguiente tabla:

SUBÍNDICE	SUPERFICIE
1	Fluido de transferencia de calor
2	Superficie interna del absorbedor
3	Superficie externa del absorbedor
6	Superficie interna del reflector secundario
6g	Superficie interna del vidrio
7	Superficie externa del reflector secundario
7g	Superficie externa del vidrio
8	Superficie interna de la cubierta (aislante)
9	Superficie externa de la cubierta (aislante)
10/11	Suelo o aire/cielo

Tabla 3. Subíndices de pérdidas térmicas

Por lo tanto, las expresiones que relacionan todos los calores en el balance térmico se muestran a continuación, junto con su circuito de resistencias:


$$\dot{q}_{1\ 2\ conv} = \dot{q}_{2\ 3\ cond} \quad (34)$$

$$\dot{q}_{2\ 3\ cond} + \dot{q}_{3\ 6\ conv} + \dot{q}_{3\ 6a\ conv} = \dot{q}_{3\ SolAbs} + \dot{q}_{3\ rad} \quad (35)$$

$$\dot{q}_{3\ 6g\ conv} + \dot{q}_{6g\ rad} = \dot{q}_{6g\ 7g\ cond} \quad (36)$$

$$\dot{q}_{6q\ 7q\ cond} + \dot{q}_{7\ SolAbs} = \dot{q}_{7q\ 10\ conv} + \dot{q}_{7q\ 10\ rad} \quad (37)$$

$$\dot{q}_{6\ SolAbs} + \dot{q}_{6\ 7\ cond} + \dot{q}_{6\ rad} = \dot{q}_{6\ 7\ cond} \quad (38)$$

$$\dot{q}_{6\ 7\ cond} = \dot{q}_{7\ 8\ conv} + \dot{q}_{7\ 8\ rad} \quad (39)$$

$$\dot{q}_{7\ 8\ conv} + \dot{q}_{7\ 8\ rad} = \dot{q}_{8\ 9\ cond} \quad (40)$$

$$\dot{q}_{8\_9\_cond} + \dot{q}_{9\_SolAbs} = \dot{q}_{9\_10\_conv} + \dot{q}_{9\_11\_rad} \quad (41)$$

Por lo tanto, el balance de energía se producirá de forma simplificada entre la cubierta de vidrio y el ambiente. Sin embargo los intercambios de energía que se producen en el interior del sistema no salen de éste, puesto que las tuberías siempre se encontrarán a mayor temperatura que el vidrio, por lo que nunca se producirá convección entre estos. Además, en el interior del concentrador se producirá un efecto invernadero, ya que la radiación, debida a su longitud de onda infrarroja, no puede atravesar el vidrio (porque todas las superficies

transparentes son reflectantes para la radiación infrarroja), de manera que se mantiene dentro del sistema y no se pierde calor hacia el exterior.

Por lo tanto, quedarán definidas de manera simplificada las pérdidas de calor como las pérdidas de calor por convección y radiación entre la cubierta de vidrio y el ambiente:

$$q_{p\acute{e}rdidas} = q_{v\_a\_conv} + q_{v\_a\_rad} \quad (42)$$

#### 4.2.3. RENDIMIENTO GEOMÉTRICO EN RLF

Para encontrar la separación óptima entre espejos se debe analizar las variables que influyen en este, y que por tanto influyen en las pérdidas geométricas que producen, ya que son las que producen algún tipo de obstrucción a la radiación solar. Son principalmente las sombras en los espejos y el apantallamiento.

- Sombras en los espejos

Se producen cuando la sombra generada por un espejo cubre parcial o totalmente la superficie del espejo vecino.

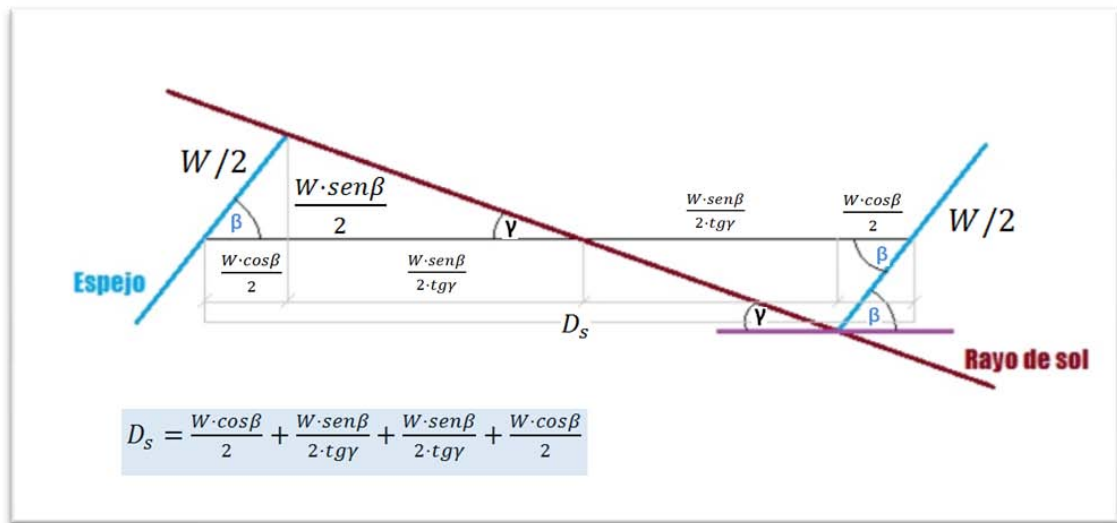


Figura 175. Perfil de espejo Fresnel con sombras

De la figura se obtiene que la separación mínima entre centros de espejos para que no se produzca sombra es:

$$D_s = W \cdot \left( \cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\gamma)} \right) \quad (43)$$

Donde  $w$  se corresponde con el ancho del espejo,  $D_s$  es la separación mínima entre centros de espejos por sombra,  $\beta$  es el ángulo de giro del espejo y  $\gamma$  es el ángulo de elevación del Sol.

- Apantallamiento

El apantallamiento afecta cuando la radiación reflejada por un espejo es interceptada por el espejo vecino.

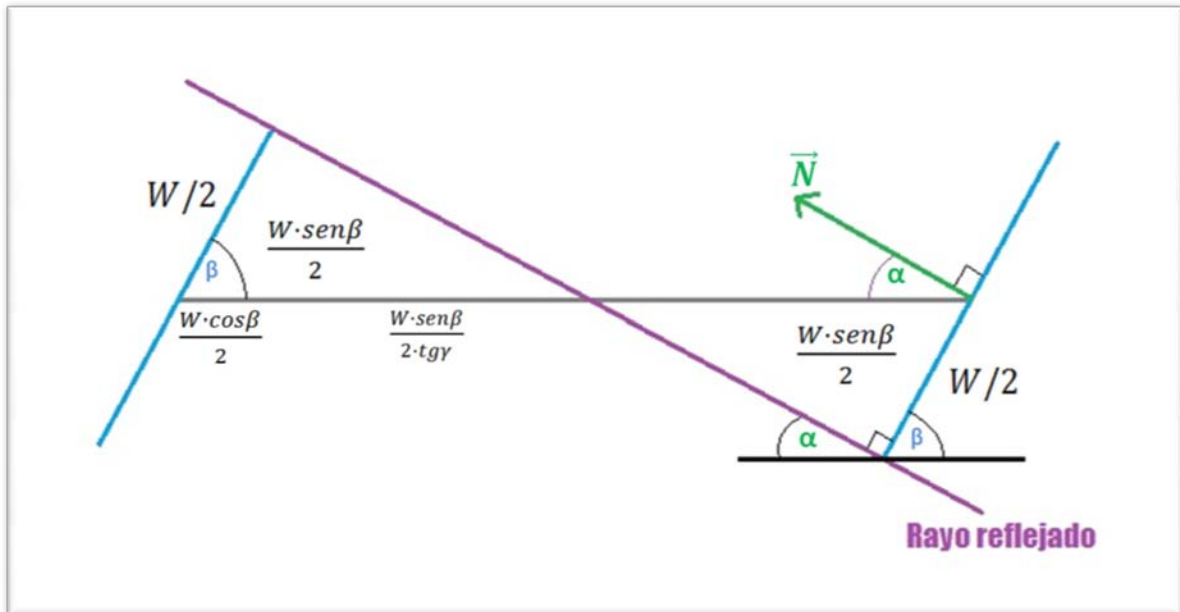


Figura 18. Perfil de espejo Fresnel con apantallamiento

Se obtiene que la separación mínima entre centros de espejos para que no se produzca apantallamiento es:

$$D_a = W \cdot \left( \cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha)} \right) \quad (44)$$

Estos dos efectos se producirán en algún momento del día, por lo que entre las dos ecuaciones se encuentra la separación mínima entre centros de espejos. En caso de que se produzcan ambos efectos a la vez, se debe seleccionar el mayor de ellos como separación. Es decir:

$$D_m = \begin{cases} D_s, & \text{si } D_s > D_a \\ D_a, & \text{si } D_s < D_a \end{cases} \quad (45)$$

Este valor se modifica a cada instante del día, pero no se puede cambiar la separación entre espejos a cada hora, por lo que habría que graficar dichas expresiones y conseguir así la separación óptima entre espejos.

En las horas extremas de la mañana y la puesta del sol, la sombra producida entre espejos es muy grande, mientras que la producción de calor disminuye, por lo que en estos horarios debe admitirse cierto apantallamiento para no exacerbar la separación entre espejos y con esto el área que ocupará el equipo. Será en contraste con lo que ocurre en las horas *peaks*, en la que

la separación necesaria es mínima y la producción de calor máxima, por lo que se necesitará una menor separación para aprovechar de mejor manera el terreno disponible y concentrar mayores cantidades de radiación.

A esta eficiencia geométrica se le podría añadir el efecto del **factor coseno**, causada por la inclinación del reflector primario con respecto a los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo de incidencia, es decir, al formado entre la normal del reflector primario y la dirección de incidencia de la radiación directa. Más adelante se hará un estudio más detallado para conseguir valores aproximados de este factor.

### 4.3. RENDIMIENTO GLOBAL EN RLF

El rendimiento global del colector engloba todas las pérdidas: ópticas, geométricas y térmicas. Se define como el cociente de la potencia útil que absorbe el fluido entre el recurso solar disponible para ese instante, es decir, la potencia solar.

$$\eta_{global} = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{sol}} = \frac{Q_{\text{útil}}}{DNI \cdot A_{\text{apert}}} \quad (46)$$

Otra forma de expresar la eficiencia global es:

$$\eta_{global} = \eta_{\text{ópt}} - U_L \cdot \left( \frac{T_m - T_a}{DNI \cdot \cos(\theta)} \right) \quad (47)$$

## 5. INSTALACIONES CON CONCENTRADORES DE TORRE SOLAR

### 5.1. DEFINICIÓN

Las centrales de concentración solar de torre generan energía eléctrica a partir de la radiación solar incidente. Concentra la luz solar en un receptor central montado sobre una torre, llamado comúnmente dispositivo receptor, y calentando un fluido de trabajo que posteriormente se utilizará para la generación eléctrica. El sistema emplea cientos o miles de espejos denominados heliostatos, dotados de mecanismos de seguimiento solar para reflejar los rayos solares incidentes sobre el receptor central.

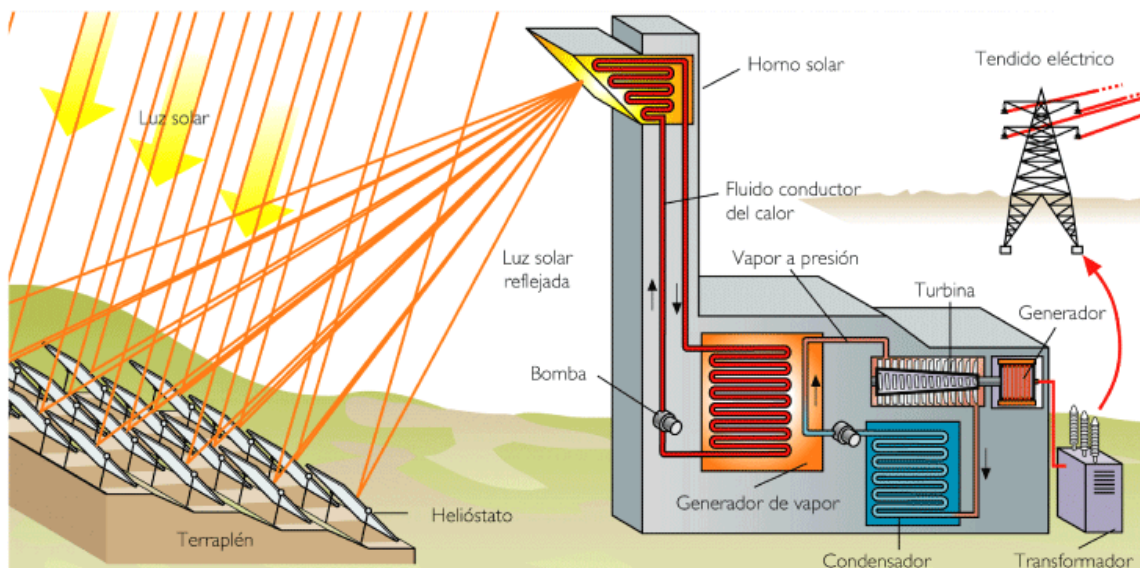


Figura 197. Esquema torre solar [34]

Los fluidos de transferencia térmica utilizados suelen ser agua (vapor), sales fundidas y aire. El receptor es el encargado de transformar la radiación concentrada en calor, transfiriéndolo a un fluido, que puede ser aire, agua o sales inorgánicas. En el caso de que el fluido caloportador fuese agua, en el receptor central calientan y evaporan el líquido previamente inyectado a presión en el receptor, con el fin de producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se expande a continuación en una turbina de vapor.

En esta tecnología su parte fundamental es el receptor, y según el tipo de receptor elegido, se dará lugar a distintas configuraciones para el ciclo de potencia, pudiendo producirse el intercambio térmico directamente del receptor al fluido de trabajo usado por el ciclo de potencia (configuración solo-primario) o produciéndose un segundo intercambio de calor entre el fluido térmico y el fluido de trabajo del ciclo de potencia.

Para ser rentables económicamente, las plantas de generación de torre central deben ser de gran tamaño. No son modulares, por lo tanto no pueden ser construidas para tamaños inferiores a los de cilindro parabólicos y ser económicamente competitivas a la vez. Sin embargo son capaces de usar un bloque de generación de energía convencional y despachar fácilmente la energía solicitada por la demanda debido a su gestionabilidad cuando disponen de almacenamiento térmico.

Además, si bien la configuración habitual de un ciclo de potencia alimentado por colectores cilindro parabólicos es la de un ciclo Rankine, las torres de potencia presentan mayor flexibilidad, pudiéndose integrar en ciclos de potencia tanto de agua-vapor (Rankine) como de gas (Brayton) y permiten emplear sales fundidas para las diferentes modalidades de mejora de eficiencia del ciclo (precalentamiento, recalentamiento, regeneración, interrefrigeración, etc.). Asimismo, se adapta con facilidad a distintas opciones de hibridación y almacenamiento de energía que, en este estudio, no se tendrán en cuenta.

Desde el punto de vista tecnológico, esta forma de concentrar la radiación supone un paso adelante en el desarrollo tecnológico solar, ya que supone la introducción de un nuevo rango

de temperaturas, más altas que en cilindro parabólico y que en fresnel, alcanzando así temperaturas de 800°C a más de 1000°C en el receptor.

Desde el punto de vista comercial, las plantas de torre han demostrado, con sus casi 20 años de experiencia por todo el mundo, ser técnicamente viables en distintos proyectos, utilizando diferentes medios de transferencia de calor y diferentes diseños de los heliostatos.

Los principales componentes de una torre de potencia son:

- El campo solar
- El sistema de seguimiento solar
- La torre y su cimentación
- El receptor

#### **5.1.1. CAMPO SOLAR PARA TORRE SOLAR**

El campo solar está formado por cientos, y a veces miles, de dispositivos llamados heliostatos. Este campo de heliostatos es el encargado de concentrar la radiación solar en un foco común. Un heliostato está formado por una superficie reflectante (espejo), una estructura soporte, pedestal, cimentación, unos mecanismos de movimiento para que el espejo siga el movimiento diurno del Sol (accionamiento en acimutal) y un sistema de control.

Desde los primeros heliostatos, con una estructura más pesada y rígida, con segundas superficies acristaladas, ha habido una clara evolución en su desarrollo, teniendo los más recientes una mayor ligereza y menor coste. Además, estos modernos reflectores se basarán en polímeros con la superficie anterior plateada.

Existen hoy día dos líneas de desarrollo de los heliostatos, cuyo objetivo común será reducir su coste sin verse disminuido el rendimiento:

- La primera línea, dirigida hacia configuraciones de heliostatos de gran fachada, pero con las correspondientes reducciones en el precio por metro cuadrado de estructuras, mecanismos, cableados y cimentaciones. Aunque, al aumentar el tamaño, puede verse afectado el rendimiento óptico, disminuyendo su valor, o un aumento en las dificultades de mantenimiento, o incluso otro tipo de problemas como el transporte e instalación
- La segunda línea, encaminada hacia heliostatos de membrana tensionada. Estos heliostatos se caracterizan por tener una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que, a su vez, soporta la propia membrana. Sin embargo, este desarrollo no ha conseguido abaratar en la práctica los costes por metro cuadrado instalado que alcanzan los más maduros heliostatos de vidrio-metal, y presentan dudas a la hora de estudiar su durabilidad.



La reflectividad promedio anual de un campo de heliostatos está entre el 85% y el 90%. Puede aumentar ligeramente dicho valor en función de las características de la superficie reflectante, pero también puede disminuir en igual medida en función del grado de limpieza del mismo. En general, el mecanismo de seguimiento y las facetas suponen un 66% del coste total del heliostato, mientras que en el coste de las facetas, el precio del espejo puede llegar a suponer un tercio del total. Es por eso que los espejos son un elemento destacable a la hora de optimizar.

Las facetas son la parte reflectante del heliostato. Puede ser de diferentes formas y tamaños, siendo generalmente fabricadas en vidrio, sobre la cual se deposita una capa reflectante de plata o aluminio y una capa de pintura por la parte posterior que la protege.

Normalmente tiene tres o cuatro puntos de anclaje mediante los cuales se sujetan a los soportes correspondientes.

#### **5.1.2. SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR PARA TORRE SOLAR**

La distribución de los heliostatos en relación al receptor está condicionada en gran medida por las características del terreno (orografía, forma, etc.), por el tamaño de planta y por la posición del receptor. Las dos posiciones básicas son la distribución de heliostatos alrededor de la torre receptora (campo circular) y la distribución de los heliostatos únicamente a un lado de la torre (campo Norte o Sur dependiendo de la latitud de emplazamiento). Cuanto más alejado del ecuador se encuentre la planta, mayor rendimiento óptico anual tendrá los de tipo campo Norte/Sur en el hemisferio Norte/Sur respecto al de campo circular.



**Figura 20. Campo de heliostatos según disposición alrededor de la torre Gemasolar [40]**





Figura 21. Campo de heliostatos según disposición a un lado de la torre PS20 y PS10 [34]

El sistema de seguimiento del movimiento del Sol dispondrá de dos grados de libertad, por lo tanto, será por el método de orientación según dos ejes, vertical acimutal y horizontal de elevación. Se impulsa mediante un mecanismo de motores eléctricos que, cuando el modelo de receptor sea puntual, todos los espejos enfocarán a un mismo punto pero, si el modelo de receptor es cilíndrico vertical, los heliostatos enfocarán, bien por anillos, o bien por bandas de anillos, a puntos situados por encima o por debajo del punto focal, obteniéndose así una distribución de energía lo más uniforme posible sobre el receptor.

Para enfocar adecuadamente al foco en cada momento de la operación de una central de torre es necesario que el movimiento de estos ejes sea independiente y esté completamente controlado. Pueden existir dos tipos de sistemas de control:

- Mediante un sistema centralizado, basado en un ordenador central que se encarga de todas las tareas.
- A través de un sistema de control distribuido, en el cual se da mayor importancia a los controladores locales, descargando así al ordenador central de buena parte de sus tareas.

Todos los heliostatos tienen que corregir su posición cada cierto tiempo en función de la posición del Sol, pero dependiendo de la distancia desde cada heliostato hasta el blanco al que se apunte, con objeto de mantener una precisión de apunte del orden de 1 a 2 mrad.

### 5.1.3. LA TORRE Y SU CIMENTACIÓN

La principal misión de la torre es la de situar al receptor de la radiación solar a la altura y distancia óptimas según la configuración del campo de heliostatos. Su altura se define en función del óptimo técnico a partir del cual un incremento en la altura de la torre perjudica los rendimientos generales del campo.

Se puede tener en cuenta también un óptico económico que defina una altura de la torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a un punto a partir del cual el coste añadido por una altura de torre superior no compense el ahorro provocado por una mejora del rendimiento general del campo.

En las instalaciones comerciales actuales, llegan a medir más de 100 metros de altura. Generalmente son construidas en hormigón, aunque también podemos encontrar ejemplos de torres construidas como una estructura metálica en celosía.

### 5.1.4. EL RECEPTOR PARA TORRE SOLAR

Es el componente que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica, que generalmente conlleva altas temperaturas y altos niveles de flujo incidente, por lo que se debe cuidar especialmente las pérdidas tanto de radiación como de convección, así como la degradación del fluido de transferencia.

Está formado fundamentalmente por la superficie de absorción compuesta de múltiples paneles modulares, la estructura del receptor a la cual están unidos los paneles de absorción, tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores y el sistema de control.

Sus dimensiones deben permitir un rendimiento termodinámico aceptable y que el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor sea mínimo. La radiación incidente debe repartirse de la forma más homogénea posible para conseguir uniformidad y así no se produzcan picos de flujos superiores a los que el material puede soportar.

Desde el punto de vista térmico, se puede clasificar el receptor en función del tipo de intercambio que se lleve a cabo. Son receptores de **intercambio directo** cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y son de **intercambio indirecto** cuando existe algún componente intermedio que se encarga de transformar la radiación solar a calor, y cede después este calor por convección principalmente al fluido de transferencia térmica.

Desde un punto de vista geométrico, se pueden destacar tres tipos de configuraciones típicas: receptor cilíndrico externo, plano externo y cavidad.

- Receptor exterior (cilíndrico y plano)

La radiación solar se absorbe en unos tubos situados en el ambiente exterior por los que circula el fluido de trabajo. La exposición directa al ambiente exterior implica grandes pérdidas térmicas, por lo que no es posible trabajar a temperaturas muy elevadas (si bien

no tienen problema para trabajar en torno a  $550^{\circ}\text{C}$ , temperatura apropiada para el ciclo de Rankine convencional. Por otro lado, el hecho de que los tubos intercepten directamente la radiación solar mientras que el fluido de trabajo que los refrigera circula por el interior, hace que las relaciones de concentración con las que trabaja este receptor no puedan ser muy elevadas para evitar sobrecalentamientos de los tubos que ocasionen su quemado. Esto a su vez, obliga a considerar varios puntos de enfoque del campo de heliostatos sobre el receptor, lo cual reduce la interceptación de la radiación solar reflejada.

- Receptor de cavidad

La radiación solar se absorbe en unos tubos situados en el interior de una cavidad. La radiación pasa a través de una zona hueca en forma de caja antes de llegar a dicha superficie. Es por esto por lo que están más protegidos del ambiente exterior. Esta protección le permite trabajar a mayores temperaturas. Además, el flujo solar en los tubos es menor, con la ventaja añadida de reducir la temperatura de trabajo de los mismos.

Existen otras dos configuraciones del receptor además de las nombradas anteriormente. Estas configuraciones son las de **receptor volumétrico** y la de **receptor de lecho fluido**.

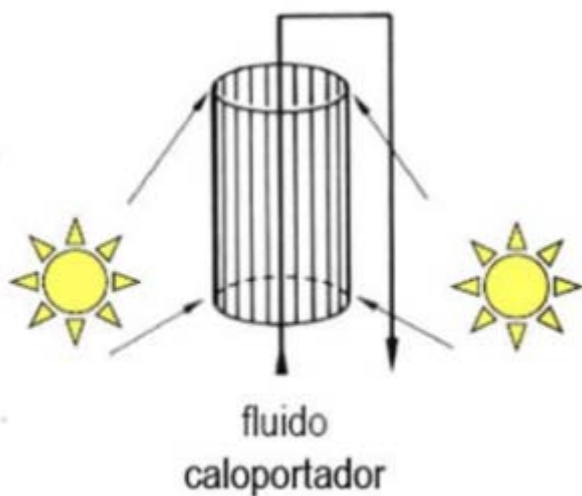


Figura 23. Receptor exterior de torre central [6]

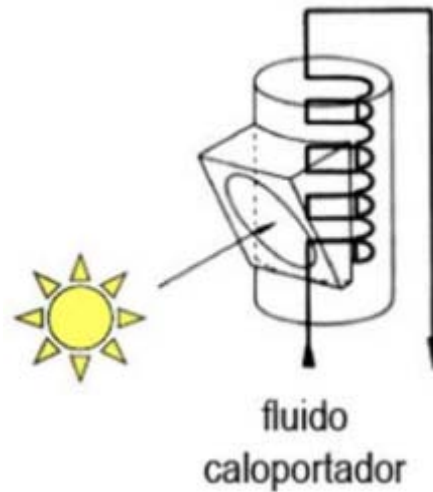


Figura 22. Receptor de cavidad de torre central [6]

En la primera se emplea aire como fluido de trabajo y está formada por una estructura metálica o cerámica con una matriz volumétrica (porosa) sobre la que incide la radiación reflejada, calentando de esta forma el aire que circula por su interior. Su principal ventaja es que se consiguen temperaturas de operación mucho mayores al trabajar con aire. En el segundo tipo de receptor, de lecho fluido se busca reducir aún más las limitaciones de operación por temperaturas elevadas. Se emplean partículas de un material refractario en contacto directo con el fluido caloportador. Tiene unas aplicaciones más orientadas a la química solar que a la generación de electricidad.

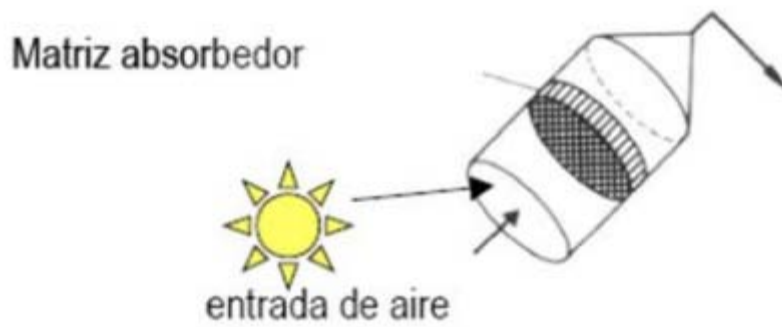


Figura 24. Receptor volumétrico de torre central [6]

## 5.2. BALANCE ENERGÉTICO DE CONCENTRADORES DE TORRE SOLAR

A continuación se procederá a analizar brevemente los rendimientos del campo de heliostatos y del receptor, indicando cuáles son sus principales pérdidas que influyen en el rendimiento global de la instalación.

### 5.2.1. RENDIMIENTO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS

El rendimiento local de cada heliostato viene definido por la expresión:

$$\eta_{helios} = \eta_{cos} \cdot \eta_{sombras} \cdot \eta_{bloq} \cdot \eta_{at} \cdot \eta_{reflect} \quad (48)$$

Donde  $\eta_{cos}$  es la eficiencia basada en el factor coseno,  $\eta_{sombras}$  en el factor de sombras,  $\eta_{bloq}$  en el factor de bloqueo,  $\eta_{at}$  en el factor de atenuación atmosférica, y  $\eta_{reflect}$  es la eficiencia basada en el factor relacionado con las pérdidas por reflectividad.

#### 5.2.1.1. FACTOR COSENO

Este factor mide las pérdidas de cada heliostato causadas por la inclinación que tiene este con respecto a los rayos solares. Dichas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo formado entre la normal del espejo reflectante y la dirección de la radiación incidente en él, es decir, al coseno del ángulo de incidencia.

Para cada heliostato y para cada día del año hay un ángulo de incidencia diferente. Esto se debe a que cada heliostato tiene una dirección de la radiación reflejada propia, en función de la posición del sol y de la posición del propio heliostato en el campo solar.

Cuanto menor sea el ángulo de incidencia, mayor será el área reflexiva de los heliostatos, menor será el efecto coseno y, por tanto, mayor será el rendimiento.

Este factor coseno será estudiado más adelante de forma más detallada, consiguiendo valores aproximados del mismo.

#### 5.2.1.2. FACTOR DE SOMBRAS Y FACTOR DE BLOQUEOS

En cuanto al factor de sombras, estas pérdidas engloban tanto las sombras producidas por unos heliostatos sobre otros como la producida por la torre central sobre estos. Este tipo de pérdidas suele ser del orden de un 1% de la potencia reflejada por los heliostatos.

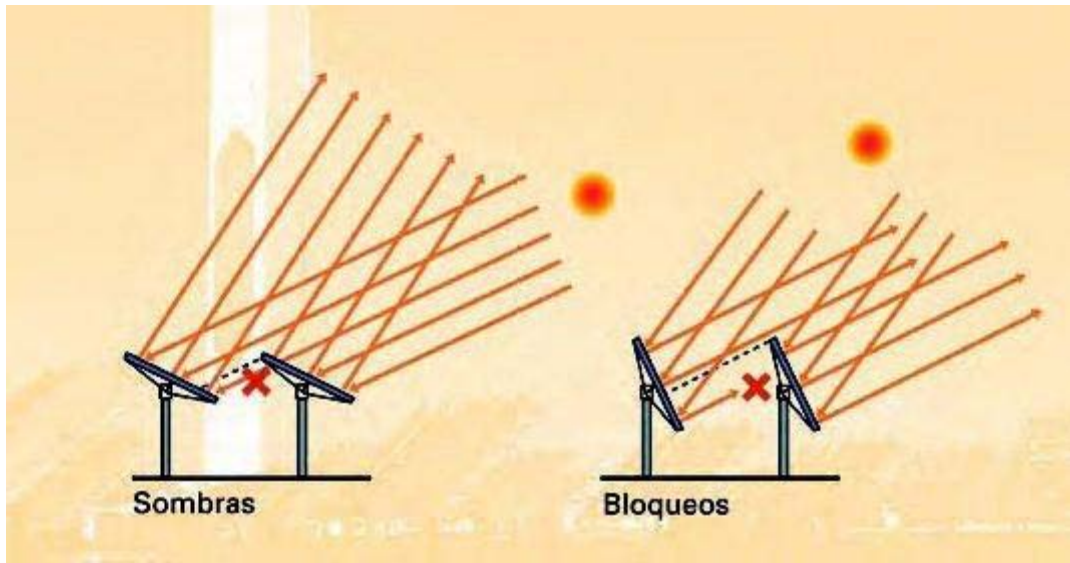


Figura 25. Perfil de heliostatos con sombras y bloqueos [41]

Por otro lado, en el factor de bloqueo se cuantifica la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que es bloqueada por otros heliostatos, y por lo tanto no llega al receptor situado en lo alto de la torre. Estas pérdidas también representan aproximadamente un 1% de la radiación reflejada por los heliostatos.

#### 5.2.1.3. FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación debida a procesos de absorción y dispersión en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación depende de las condiciones atmosféricas a nivel de la superficie y será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada, por tanto será mayor cuanto más distancia haya entre el heliostato y la torre.

Para un día claro, con una visibilidad de 23Km, se considera un factor de atenuación de:

$$\eta_{at} = 0.99326 - 0.1046 \cdot Y + 0.017 \cdot Y^2 - 0.002845 \cdot Y^3 \quad (49)$$

Sin embargo, para un día con neblina (visibilidad de 5Km) la expresión del factor de atenuación varía:

$$\eta_{at} = 0.98707 - 0.2748 \cdot Y + 0.03394 \cdot Y^2 \quad (50)$$

Donde  $Y$  es la distancia real e inclinada que hay entre los heliostatos y el receptor en kilómetros.

El valor medio de estas pérdidas para el campo de heliostatos en su conjunto suele estar alrededor del 5% de la potencia reflejada por el mismo.

#### 5.2.1.4. FACTOR DE REFLECTIVIDAD

Existe una parte de la radiación solar que no es reflejada por la superficie reflexiva del heliostato, sino que la absorbe. La razón entre la radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad y depende de la longitud de onda de la radiación incidente y del material usado como superficie reflexiva. La reflectividad depende también de agentes externos como la cantidad de polvo en el ambiente que puede sedimentar o la frecuencia de lluvias. Mediante la limpieza y el mantenimiento de los heliostatos se contribuye de forma importante a que los valores de reflectividad se mantengan durante un tiempo altos.

En la actualidad, unos valores típicos de reflectividad en espejos reflectores serían en torno al 92-94%.

#### 5.2.2. RENDIMIENTO DEL RECEPTOR

La eficiencia del receptor se puede definir como el producto de cada una de las eficiencias siguientes:

$$\eta_{recept} = \eta_{desb} \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{conv} \cdot \eta_{rad} \quad (51)$$

Donde  $\eta_{desb}$  es la eficiencia relacionada con el factor de desbordamiento o *spillage*.  $\eta_{cond}$ ,  $\eta_{conv}$  y  $\eta_{rad}$  se corresponden con las eficiencias relacionadas con las pérdidas térmicas (por conducción, convección y radiación respectivamente).

##### 5.2.2.1. FACTOR DE DESBORDAMIENTO O SPILLAGE

Las pérdidas relacionadas con el factor de desbordamiento o *spillage* son todas aquellas pérdidas que aparecen a raíz de que la energía dirigida hacia el receptor no incide sobre el área de absorción de este.



Estas pérdidas pueden estar provocadas por:

- Dispersión de los rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos.
- Desviaciones en el seguimiento al sol por parte de los heliostatos.
- Errores ópticos en las superficies reflectivas como consecuencia de su mala fabricación.
- Necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material está diseñado que soporte.

Las pérdidas de energía por desbordamiento se pueden evitar aumentando el tamaño físico del receptor, aunque normalmente este suele ser lo suficientemente grande como para interceptar la mayoría de la radiación que incide en él, y también para mantener los valores de flujo solar incidente lo suficientemente bajos para el fluido de transferencia de calor. No obstante, el tamaño del receptor debe estar limitado debido a las pérdidas de calor, tanto por radiación como por convección, ya que son directamente proporcionales al área del receptor.

Este factor puede oscilar entre el 3% y el 5% de la radiación reflejada por el campo de heliostatos.

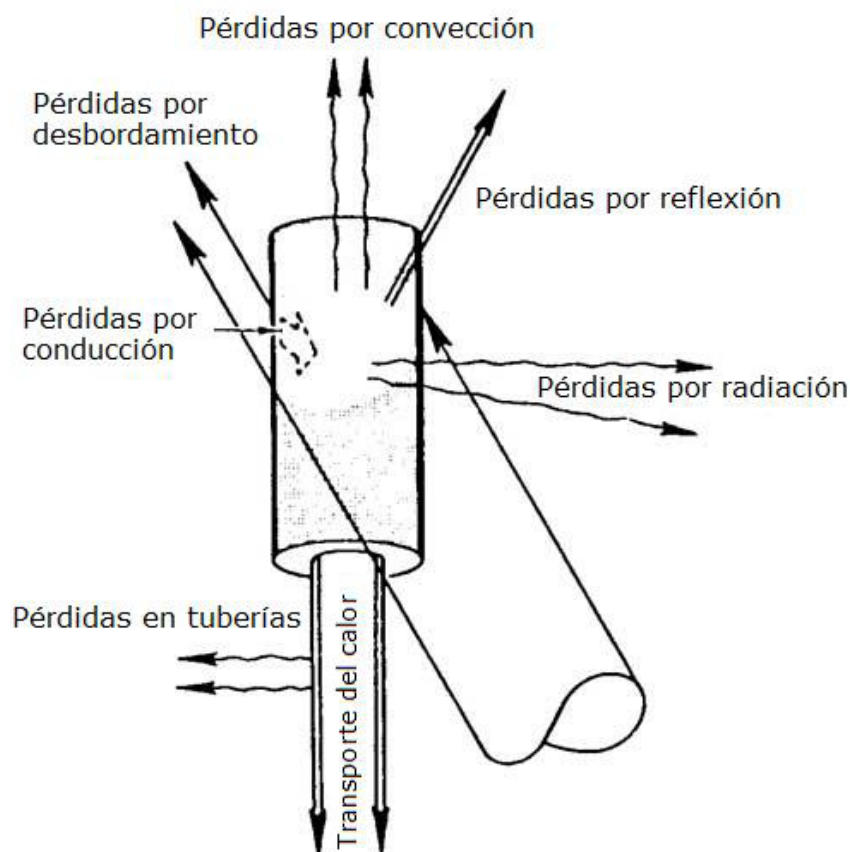


Figura 26. Pérdidas del receptor central de torre [30]

#### **5.2.2.2. PÉRDIDAS POR CONDUCCIÓN**

Se producen desde el absorbedor a los elementos estructurales y auxiliares que estén en contacto con el receptor. Como con las pérdidas por convección, estas también son proporcionales a la diferencia de temperaturas entre el absorbedor y estos elementos.

#### **5.2.2.3. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN**

Las pérdidas por radiación pueden dividirse en pérdidas por reflexión que dependen de la asortividad de la superficie reflectora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbedora.

#### **5.2.2.4. PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN**

Las pérdidas por convección son las que se producen desde la superficie absorbedora hacia el exterior (aire de los alrededores). Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbedora y el ambiente.

La pérdida importante de energía del receptor sucede con la transferencia de calor por convección y radiación a los alrededores. Estas pérdidas dependen del diseño del receptor: si es receptor de cavidad o receptor externo, a la temperatura a la que se opera, el área de apertura, etc. Otros factores adicionales incluidos son la velocidad del viento local, la temperatura ambiente y la orientación del receptor.

Las pérdidas por radiación y convección son principalmente funciones dependientes del tamaño del receptor y de la temperatura de operación del sistema. Para el diseño de un sistema de lo más corriente de receptor central, dicho receptor debe operar a temperatura constante. Por lo tanto, la tasa de energía perdida por el receptor es esencialmente constante a lo largo del día (y del año), incrementándose el porcentaje de pérdidas por la mañana y por la noche.

Es esta tasa de pérdida energética la que define el umbral de operación del sistema. El sistema operará únicamente cuando la energía solar sea la suficiente para superar las pérdidas de calor del receptor. Dicho umbral normalmente se da cuando el ángulo de altitud solar alcanza un valor de 15°. La operación para ángulos solares inferiores a este es difícil debido al incremento del ya mencionado factor de bloqueo y de sombras.



## 6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO PARA CCP, FRESNEL Y TORRE

Una de las mayores virtudes de las centrales solares termoeléctricas frente a otras fuentes de energía renovables es su capacidad de almacenamiento de ésta, así como una capacidad de generación eléctrica más estable e independiente de la variabilidad del recurso, en este caso solar.

Un sistema solar debe dar una salida estacionaria desde el punto de vista de la producción, independientemente de la variabilidad de la radiación solar. Debe adaptar la producción de energía a la demanda. Es por esto por lo que es necesario utilizar un sistema de almacenamiento, el cual permita trabajar al bloque de potencia de forma continua y prevenir de los riesgos derivados de dichas oscilaciones térmicas.

Por lo tanto, sería aconsejable acudir a mercados eléctricos con discriminación horaria, pues el almacenamiento permitiría almacenar energía en horas-valle y vender la electricidad en horas pico, en el cual el precio es más alto. Así se conseguirían mayores beneficios y, por lo tanto, una planta más rentable.

En nuestro caso de estudio no emplearemos ningún sistema de almacenamiento, únicamente para facilitar su análisis y comprensión.

Las principales ventajas de este tipo de sistema son:

- Aumenta la producción de la central, consiguiendo que el exceso de energía almacenada durante el día pueda ser utilizada durante horas en las que no haya radiación.
- Mejora la calidad de la energía. Las variaciones de la radiación son absorbidas por el sistema de almacenamiento, suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Consigue estabilidad en el funcionamiento de la planta: se reducen los transitorios, las paradas y los arranques.

Existe una gran variedad de tecnologías de almacenamiento aplicables a los sistemas termosolares. Sin embargo, solo algunos de ellos son realmente viables hoy en día debido a su complejidad o alto coste. Los diferentes tipos son:

- Almacenamiento químico en hidrógeno
- Almacenamiento electroquímico en baterías
- Almacenamiento mecánico en volantes de inercia, aire comprimido o elevación mediante bombeo de agua en embalses

- Almacenamiento magnético en superconductores
- Almacenamiento térmico en forma de calor sensible, de cambio de fase, y en reacciones químicas reversibles

El factor más relevante desde el punto de vista técnico es su densidad energética, el cual interesa que tenga valores altos de cara a cumplir la función requerida con un volumen mínimo.

Existen otros aspectos clave en estos sistemas, como la transferencia de calor entre el medio de almacenamiento y el fluido calorífero, o la estabilidad de dicho material de almacenamiento. Las pérdidas térmicas al ambiente constituyen otro elemento a tener en cuenta. Para este último se busca minimizar la relación volumen de almacenamiento frente al área expuesta al ambiente, los puentes térmicos con la estructura soporte, el aislamiento, etc. Por último, será también importante la capacidad del medio de almacenamiento para mantener las diferencias de temperaturas, muy acusadas en partes del medio muy cercanas entre sí.

De los mostrados anteriormente, el sistema más utilizado es el sistema de almacenamiento basado en el calor sensible. Consiste en hacer subir la temperatura de un material, su calor específico y, si se trata de un gran volumen, su densidad. Puede implementarse de dos formas: almacenamiento directo, en el cual el fluido de trabajo proveniente del receptor es el mismo que el del medio de almacenamiento, o el indirecto, donde se emplean fluidos de trabajo diferentes para el receptor y para el almacenamiento. Dentro del método indirecto, existe la opción de utilizar dos fluidos de características diferentes: uno para cargar el tanque de almacenamiento y el segundo para extraer la energía del mismo. La energía pasaría del primer al segundo fluido a través del almacenamiento en un tercer material.

También son utilizados los sistemas de almacenamiento de cambio de fase (basados en el calor latente) y los basados en reacciones térmicas reversibles (energía termoquímica). En el primero se utiliza el calor asociado a los cambios de fase de una sustancia para almacenar el calor. La temperatura a la que se da el cambio de fase de la sustancia usada para el almacenamiento térmico tiene que ser compatible con los requerimientos de la planta permitiendo la producción de vapor en las condiciones de diseño. Por otro lado, los sistemas basados en la energía termoquímica están basados en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. El principal atractivo de este sistema es que se pueden almacenar los constituyentes, y por lo tanto el calor, a temperatura ambiente. Sin embargo, muy pocos elementos tienen un coste lo suficientemente bajo como para ser considerados viables.

El almacenamiento puede darse en un tanque, en dos tanques o en un sistema multitanque. Puesto que nuestro futuro estudio será sin sistemas de almacenamiento, haremos una breve introducción de cada uno de ellos, evitando entrar en gran detalle.

El almacenamiento puede darse a través del empleo de un único fluido de trabajo, haciendo uso del efecto termoclino, o puede utilizar un material de relleno dentro del tanque, al que se le transfiere la energía térmica, y en ese caso se denomina almacenamiento en tanque dual.

El sistema de almacenamiento en un único tanque tiene como ventaja principal su reducción del coste en torno a un 25% con respecto a los sistemas de dos tanques. Sin embargo e, volumen que se requiere suele ser muy elevando para conseguir una diferencia de temperaturas relativamente pequeña.

En el sistema de almacenamiento de dos tanques, se compone principalmente de dos tanques aislados térmicamente, tanque caliente y tanque frío, de tal forma que su volumen pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. A pesar de ello, las dimensiones de los tanques son diferentes. El volumen específico del fluido frío es menos que el del fluido caliente, por lo que no es necesario tener dos tanques de las mismas proporciones. En el proceso de carga se llena el tanque caliente del fluido de trabajo procedente de los colectores y se vacía el tanque frío, de donde sale el fluido que alimenta a dicho campo solar.

Cuando se tienen más de dos tanques normalmente se conoce como sistema multitank, en el cual cada tanque no tendría que contener todo el fluido, ya que podría repartirse entre todos los que hay. Esto implica un menor tamaño de los mismos. En caso de que fueran tres tanques, el volumen total se repartiría entre estos tres, de tal manera que nunca se mezclase la parte caliente con la fría.

La carga en todos los sistemas de almacenamiento se realiza cuando la radiación solar incidente es superior a la que requiere el ciclo de potencia. Por ello se diseña el campo solar para que pueda generar electricidad a plena carga y a su vez cargar este sistema.

En el caso particular de instalaciones con colectores Fresnel, el escaso desarrollo de este tipo de tecnología hace que todavía no se hayan proyectado centrales con este tipo de almacenamiento térmico. Esto probablemente suceda porque la temperatura alcanzada por el agua al paso por el colector Fresnel no es tan elevada como en otras tecnologías de generación termoeléctrica, lo que no hace aconsejable su almacenamiento térmico.

## **7. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA**

El principal objetivo en este apartado será el de obtener el ángulo de incidencia con el que llegan los rayos solares al colector. Para ello se definirán también el resto de parámetros del que depende dicho ángulo.

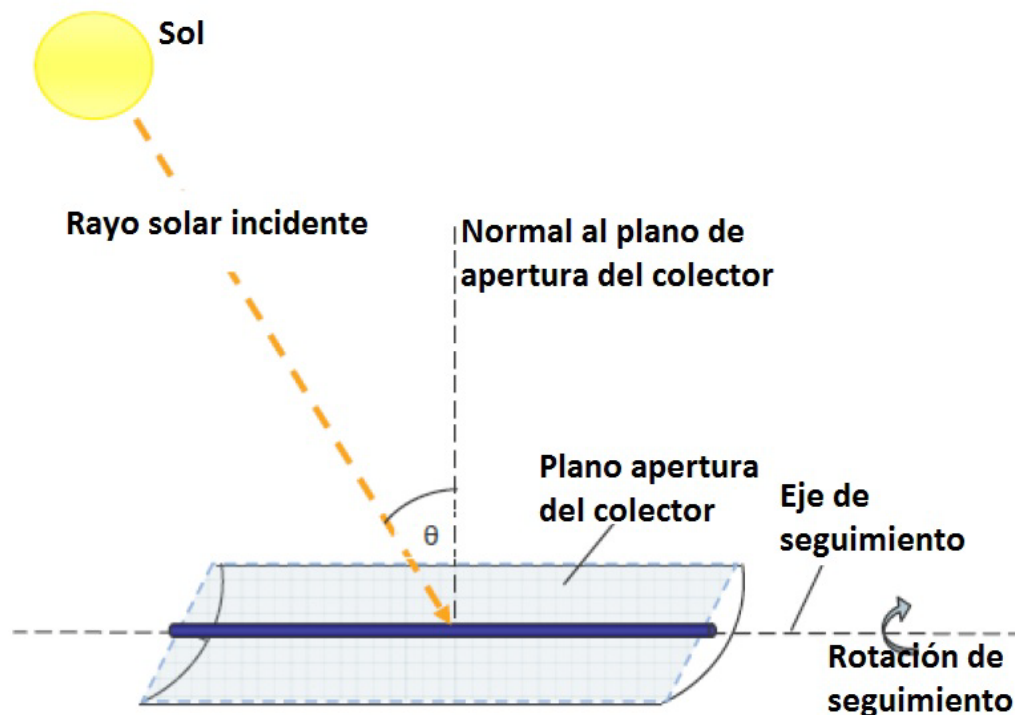


Figura 275. Esquema de CCP para el cálculo del ángulo de incidencia [23]

El ángulo de incidencia ( $\theta$ ) es el ángulo entre la radiación directa sobre la superficie y la normal sobre dicha superficie. Este ángulo depende principalmente de la latitud ( $\Phi$ ), la declinación ( $\delta$ ), el ángulo horario ( $\omega$ ), el ángulo acimutal ( $\gamma$ ) y la inclinación de la superficie sobre la horizontal ( $\beta$ ). La definición de cada uno de estos ángulos se detallará más adelante.

Como en todo sistema que utilice el Sol como elemento principal es necesario determinar su posición en cada momento.

La posición solar, relativa al eje o a los ejes de rotación de los elementos tanto del Fresnel como del de torre central, se va a determinar con la ayuda del documento de Duffie and Beckman [5]. Este documento ayudará en el análisis matemático, para explicar y resolver términos relacionados con la posición solar, como la declinación ( $\delta$ ), el ángulo horario ( $\omega$ ), y la altura solar ( $\alpha_s$ ).

## 7.1. TIEMPO SOLAR

Se conoce como tiempo solar al tiempo basado en el movimiento angular aparente del sol a través del cielo, con el momento del mediodía solar en el que el sol cruza el meridiano para el observador.

El tiempo solar es el tiempo usado en todas las relaciones de ángulos solares; no coincide con el tiempo local. Es necesario convertir el tiempo solar estándar aplicando dos correcciones. En la primera, hay una corrección constante para la diferencia en longitud entre el meridiano del

observador (longitud) y el meridiano en el que el tiempo local estándar se basa. El sol tarda 4 minutos en atravesar 1° de longitud. La segunda corrección se produce a partir de la ecuación del tiempo, el cual contiene una serie de perturbaciones que suceden por la rotación de la Tierra, las cuales afectan al tiempo que tarda el sol en cruzar el meridiano del observador. La diferencia en minutos entre el tiempo solar y el tiempo estándar es:

$$\text{Tiempo solar} - \text{Tiempo estándar} = 4 \cdot (L_{est} - L_{loc}) + E \quad (52)$$

Donde  $L_{est}$  es la longitud del meridiano estándar (Este positivo u Oeste negativo) de la zona del tiempo local respecto a Greenwich,  $L_{loc}$  es la longitud de la localización en cuestión. Dichas longitudes se expresarán en grados.

La ecuación del tiempo  $E$  (en minutos) se determina con la Figura 36 o la Ecuación (53)(de Spencer (1971), como se citó por Iqbal(1983)).

$$E = 229.2 \cdot [0.000075 + 0.001868 \cdot \cos(B) - 0.032077 \cdot \sin(B) - 0.014625 \cdot \cos(2B) - 0.04089 \cdot \sin(2B)] \quad (53)$$

Donde  $B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365}$

Y  $n = \text{día del año}$ . Entonces  $1 \leq n \leq 365$ . A continuación se muestra una tabla para facilitar su comprensión:

MES	DIA "n" DEL AÑO
Enero	i
Febrero	31+i
Marzo	59+i
Abril	90+i
Mayo	120+i
Junio	151+i
Julio	181+i
Agosto	212+i
Septiembre	243+i
Octubre	273+i
Noviembre	304+i
Diciembre	334+i

Tabla 4. Resumen número de los días del año

Representando la expresión de la ecuación del tiempo en *Matlab*, para los 365 días del año, queda una gráfica de la forma:

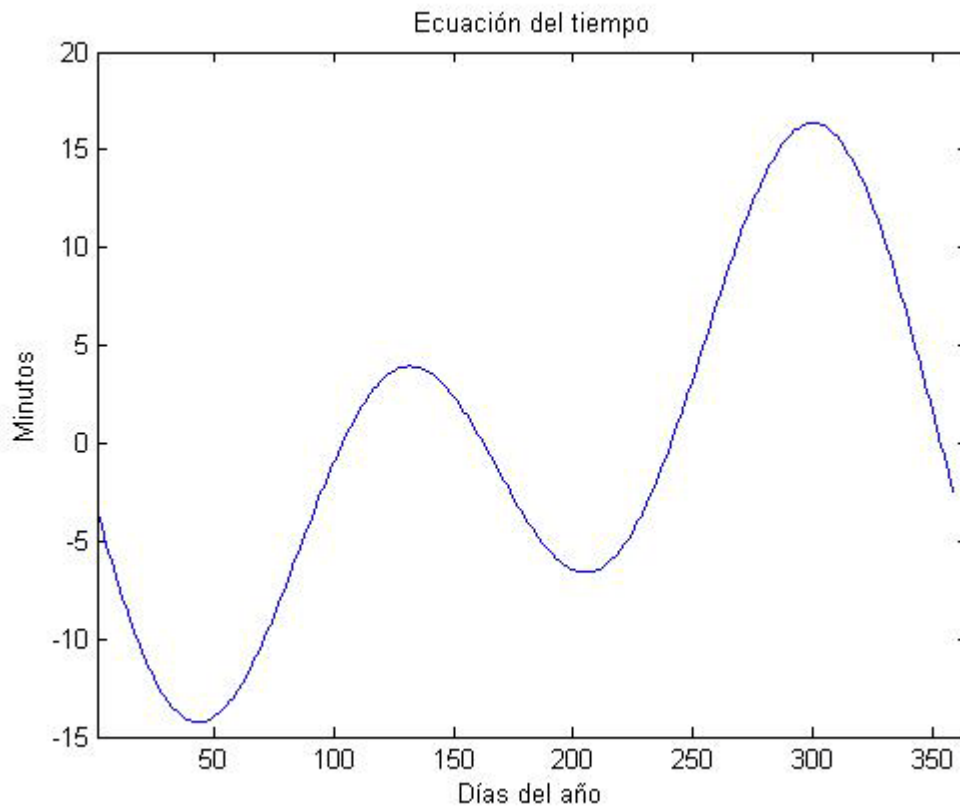


Figura 28. Gráfica de la ecuación del tiempo

Se debe tener en cuenta que las ecuaciones del tiempo y del desplazamiento del meridiano estándar están en minutos, y hay 60 minutos de diferencia entre el tiempo en horario de verano y el tiempo estándar. El tiempo normalmente se especifica en horas y minutos.

Además, este estudio se va a centrar en la radiación de un solo día, para facilitar así el cálculo del ángulo de incidencia. Este día será el 29 de julio, correspondiéndose con el número  $n = 210$  de la tabla anteriormente expuesta.

Ya se podrían dar los resultados del Tiempo solar.

## 7.2. GEOMETRÍA SOLAR

### 7.2.1. ÁNGULO HORARIO ( $\omega$ )

Se define el ángulo horario  $\omega$  como el desplazamiento angular del sol de este a oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra en ejes de  $15^\circ$  por hora, siendo las mañanas negativas y las tardes positivas.

Para el cálculo del ángulo horario, se empleará la expresión siguiente:

$$\omega = 15^\circ \cdot (\text{Tiempo solar} - 12) \quad (54)$$

Calculando el Tiempo Solar se podrá obtener también los valores del ángulo horario a cada hora del día.

### 7.2.2. DECLINACIÓN ( $\delta$ )

Se conoce como declinación  $\delta$  a la posición angular del sol al mediodía solar (esto es cuando el sol está en el meridiano local) respecto al plano del ecuador. La declinación se puede encontrar en la ecuación de Cooper (1969) como:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (55)$$

### 7.2.3. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR ( $\alpha_s$ )

El ángulo de altitud solar o elevación solar es una función dependiente únicamente del tiempo y de la declinación. Se corresponde con el ángulo que forma la horizontal con la línea del sol. Es el complementario del ángulo cenital  $\theta_z$ . Este último se corresponde al ángulo entre la vertical y la línea del sol.

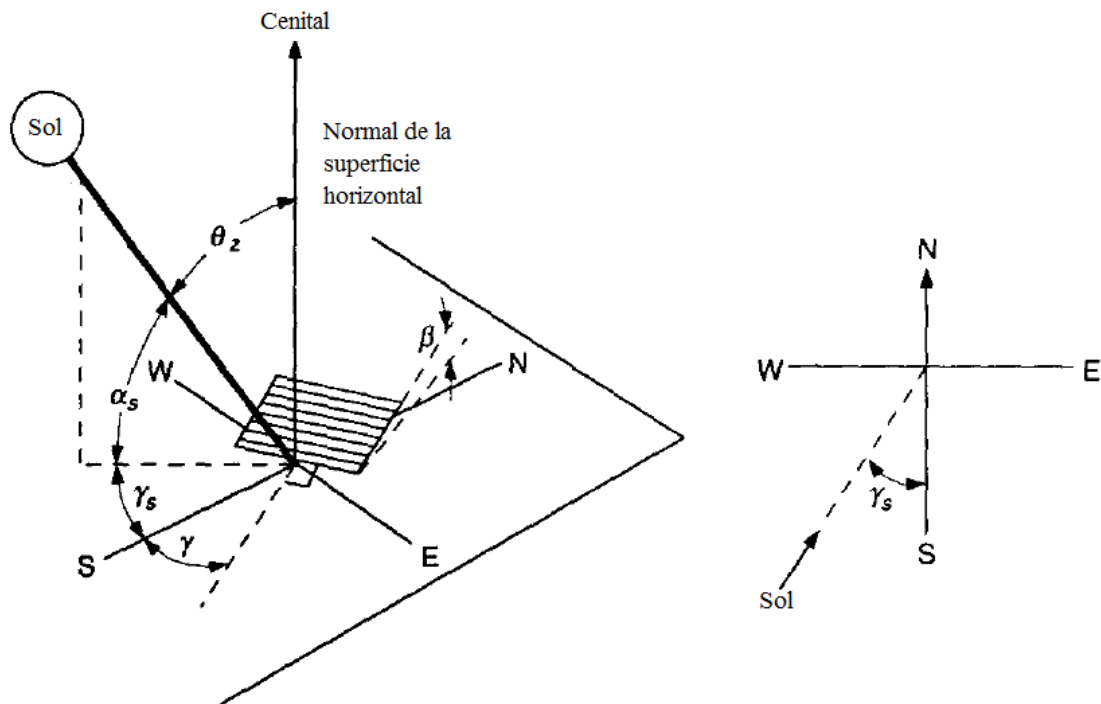


Figura 37. Ángulos principales de un colector solar [5]

Existen expresiones que relacionan estos ángulos. Son:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \cdot \sin(\Phi) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\Phi) \cdot \\ & \cos(\delta) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\Phi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \\ & \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega) \end{aligned} \quad (55)$$

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z) \cdot \cos(\beta) + \sin(\theta_z) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (56)$$

Donde:

- $\Phi$  es la latitud, la localización angular norte-sur del ecuador, siendo norte el valor positivo ( $-90^\circ \leq \Phi \leq 90^\circ$ ).
- $\gamma$  es el ángulo de la superficie acimutal, la desviación de la proyección en el plano horizontal de la normal de la superficie sobre el meridiano local.
- $\gamma_s$  es el ángulo acimutal solar, el desplazamiento angular desde la línea del sur con la proyección del haz de radiación sobre el plano horizontal.
- $\omega$  es el ángulo horario y  $\delta$  es la declinación, ya detallados anteriormente.
- $\beta$  es la pendiente, el ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal.

Todos estos términos se explicarán con más detalle posteriormente.

Existen múltiples ocurrencias para que la anterior expresión sea simplificada. Para superficies fijas inclinadas hacia el sur o norte, esto es, con el ángulo acimutal  $\gamma$  de  $0^\circ$  o  $180^\circ$ , este último término desaparece.

Para superficies verticales,  $\beta = 90^\circ$  la ecuación quedaría:

$$\cos(\theta) = -\sin(\delta) \cdot \cos(\Phi) \cdot \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cdot \sin(\Phi) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega) + \cos(\delta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \cos(\beta) \cdot \sin(\omega) \quad (57)$$

Para el caso a estudiar, y a fin de conseguir el valor del  $\alpha_s$ , se va a suponer una superficie horizontal  $\beta = 0^\circ$ , por lo que la ecuación se expresaría de la siguiente forma:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\Phi) \cdot \sin(\delta) \quad (58)$$

Sabiendo entonces que el ángulo acimutal es el complementario de la altura solar, se puede afirmar que:

$$\cos(\theta_z) = \sin(90 - \theta_z) = \sin(\alpha_s) \quad (59)$$

Por lo tanto, uniendo las dos expresiones anteriores se podrá calcular el valor de la altura o altitud solar  $\alpha_s$ :

$$\sin(\alpha_s) = \cos(\theta_z) = \cos(\Phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\Phi) \cdot \sin(\delta) \quad (60)$$



Siendo  $\Phi$  la latitud de la localización a estudiar (Sevilla),  $\delta$  la declinación calculada y  $\omega$  el ángulo horario también obtenido anteriormente.

Estos valores del ángulo horario, de la declinación y del ángulo de la altitud solar se mantendrán fijos para el cálculo tanto del coseno del ángulo de incidencia del Fresnel como para el de torre solar. El resto de términos hasta llegar a la expresión del ángulo de incidencia ( $\theta$  para el de Fresnel y  $\theta_i$  para el de torre solar) tendrán diferente procedimiento, igual que distintas fuentes.

### 7.3. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

Como ya se ha mencionado, y para facilitar los cálculos, se ha considerado que el ángulo de incidencia para los colectores cilindro parabólicos sea  $0^\circ$  en todo momento del día. Por lo tanto, no será necesario ningún tipo de desarrollo para su cálculo.

### 7.4. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA FRESNEL ( $\theta$ )

Para obtener el ángulo de incidencia referido a la tecnología del Fresnel, se hará uso del artículo de “Nixon and Davies” de la bibliografía [3]. Se conseguirá los valores de los ángulos de incidencia a cada momento del día, siendo éste, como ya se ha dicho, el 29 de julio (para  $n=210$ ).

El ángulo de incidencia para la tecnología Fresnel dependerá básicamente del ángulo perfil  $\theta_p$  y del ángulo  $\beta_n$ , el ángulo comprendido entre la torre receptora y la proyección sobre el plano transversal del rayo reflejado hacia el receptor.

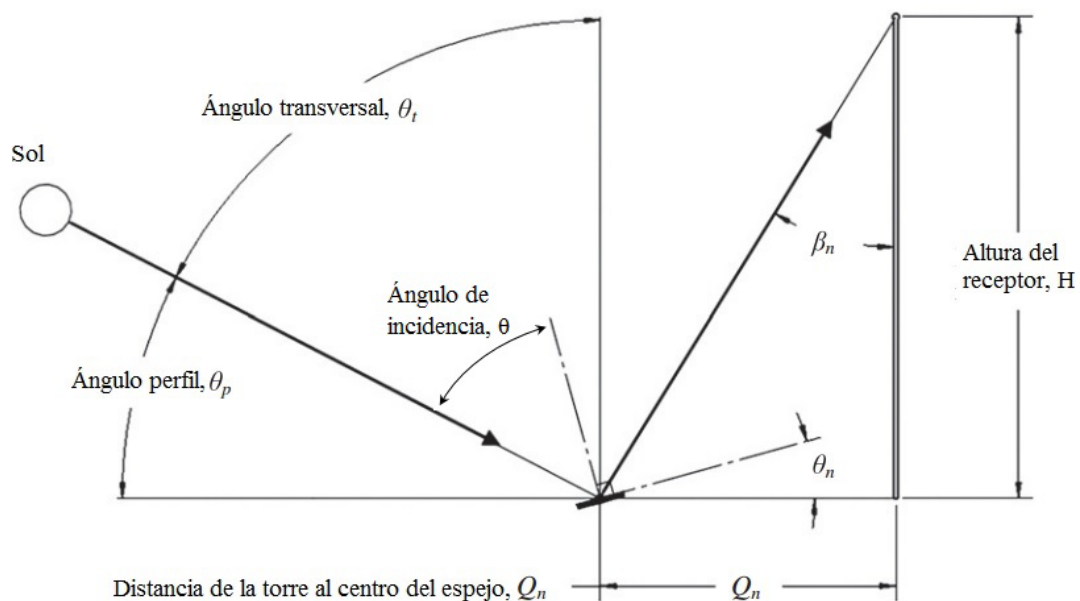


Figura 298. Ángulos del RLF [3]

El ángulo perfil  $\theta_p$ , en el plano transversal puede encontrarse para unos ejes de seguimiento Norte-Sur como:

$$\tan(\theta_p) = \frac{\tan(\alpha_s)}{\cos(90 - \gamma_s)} \quad (61)$$

El ángulo proyectado en el plano longitudinal es dado por:

$$\tan(\theta_l) = \frac{\tan(\alpha_s)}{\cos(\gamma_s)} \quad (62)$$

Donde  $\alpha_s$  es el ángulo de altitud solar y  $\gamma_s$  es el ángulo acimutal solar desde el Sur. El ángulo transversal  $\theta_t$ , es entonces el ángulo de la vertical y, por tanto, el complementario del ángulo perfil.

A la hora de calcular el ángulo acimutal  $\gamma_s$ , ya que será necesario para hallar el valor del ángulo perfil, este puede tener un valor dentro del rango de  $180^\circ$  y  $-180^\circ$ . Se volverá a hacer uso del documento con el que se calcularon los valores de la posición solar, el documento de Duffie and Beckman 2006 [5].

Primeramente, para calcularlo, se necesita conocer en qué cuadrante estará el sol. Esto se determina por la relación del ángulo horario  $\omega$  y el ángulo horario  $\omega_{ew}$ , cuando el sol se ubica hacia el oeste (o el este). Una formulación general para  $\gamma_s$  es la que propone Braun y Mitchell (1983) [5], la cual está convenientemente escrita en términos de  $\gamma_s'$ , un pseudo ángulo acimutal solar en el primer o cuarto cuadrante:

$$\gamma_s = C_1 \cdot C_2 \cdot \gamma_s' + C_3 \cdot \left( \frac{1 - C_1 \cdot C_2}{2} \right) \cdot 180 \quad (63)$$

Donde

$$\sin(\gamma_s') = \frac{\sin(\omega) \cdot \cos(\delta)}{\sin(\theta_z)} \quad (64)$$

Los términos  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$  se calculan:

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| < \omega_{ew} \\ -1 & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (65)$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } \Phi \cdot (\Phi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (66)$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (67)$$

$$Y \quad \cos(\omega_{ew}) = \frac{\tan(\delta)}{\tan(\phi)} \quad (68)$$

En caso de que saliera el  $\cos(\omega_{ew})$  mayor que 1, el sol nunca iría de este a oeste para el observador. En ese caso, se fijará  $C_1 = 1$ . Es lo mejor para evitar que  $\Phi = 0$ .

Con  $\theta_p$  se deducirá el ángulo transversal de la siguiente expresión:

$$\theta_t = 90 - \theta_p \quad (69)$$

El ángulo de inclinación,  $\theta_n$  para el espejo localizado a una distancia  $Q_n$  del receptor, puede determinarse por el ángulo de perfil:

$$\theta_n = \frac{90 - \theta_p - \beta_n}{2} \quad (70)$$

Donde  $\beta_n$  es el ángulo comprendido entre la torre receptora y la proyección sobre el plano transversal del rayo reflejado hacia el receptor. Se expresa como:

$$\beta_n = \frac{Q_n}{h} \quad (71)$$

Siendo  $h$  la altura a la que se encuentra el receptor.

Y, por fin, calculados el ángulo de inclinación y el transversal, se obtendrá el ángulo de incidencia:

$$\theta = \theta_t - \theta_n \quad (72)$$

## 7.5. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA TORRE SOLAR ( $\theta_i$ )

Para el cálculo del ángulo de incidencia en el caso de torre solar servirá de ayuda el libro de "Power From the Sun" [30] correctamente referenciado al final del proyecto.

Con sistemas de receptor central, los rayos solares que inciden en el campo sobre los espejos móviles (con seguimiento solar) son reflejados hacia un único punto fijo en el espacio (el receptor central).

La geometría apropiada puede describirse usando coordenadas zenit (o cenital), este y norte (z, e y n respectivamente) con su origen en O. Sobre el eje zenit (z) se sitúa el punto objetivo, es decir, el receptor a una altura  $z_0$ . Para analizar el ángulo de incidencia, se escogerá un heliostato medio, situado en el punto B, definido por las coordenadas  $z_1$ ,  $e_1$  y  $n_1$ .

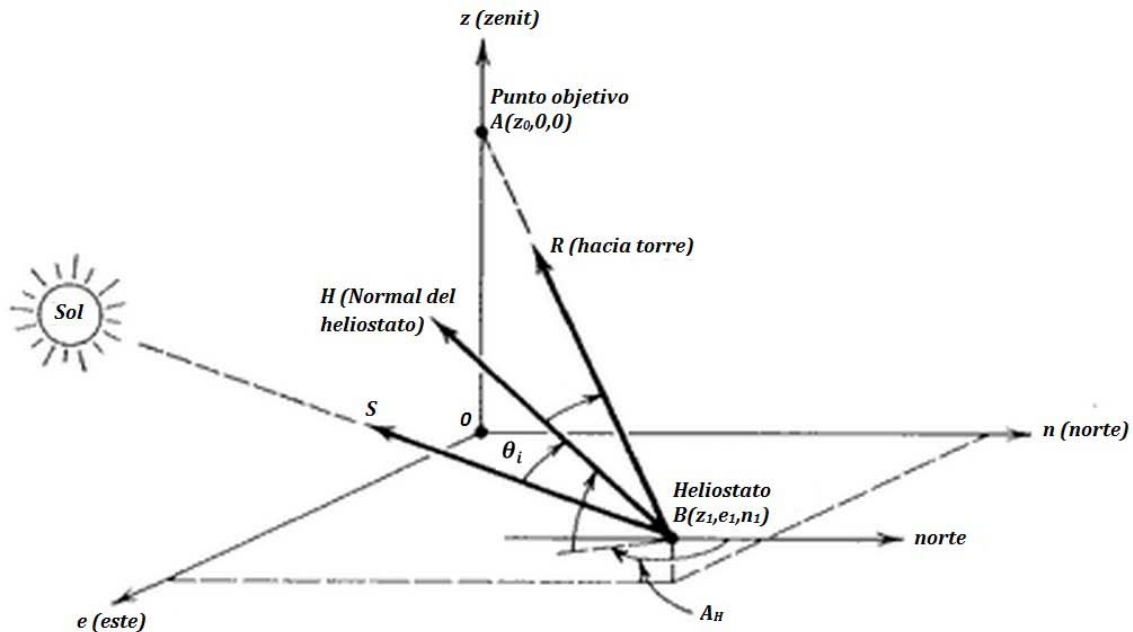


Figura 30. Posición y ángulos de un heliostato [30]

Siendo  $S$  el vector unidad dirigido hacia el Sol,  $R$  el dirigido hacia el receptor situado en la torre,  $H$  el vector normal del heliostato, y  $\theta_i$  en ángulo de incidencia, es decir, el que se forma entre la normal del espejo ( $H$ ) y el vector del rayo procedente del sol ( $S$ ). Para calcular el ángulo de incidencia ( $\theta_i$ ) es necesario definir dos términos fundamentales: el vector  $S$ , en la dirección del Sol, y el ángulo acimutal solar ( $\gamma_s$ ). Ambos quedan definidos en la siguiente imagen:

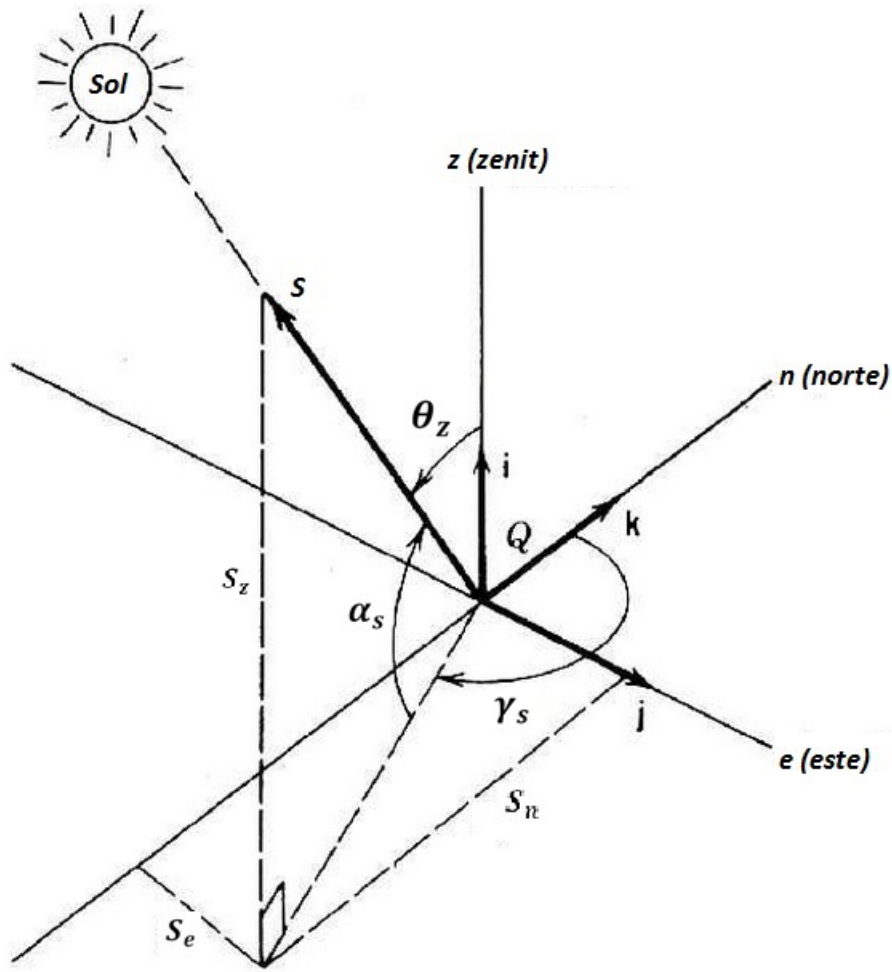


Figura 40. Ángulos solares del heliostato [30]

Para calcular el ángulo acimutal solar ( $\gamma_s$ ) se propone el siguiente método a seguir:

$$A'' = \cos^{-1} \left( \frac{\sin(\delta) \cdot \cos(\Phi) - \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \sin(\Phi)}{\cos(\alpha_s)} \right) \quad (73)$$

$$\gamma_s = \begin{cases} \text{si } \sin(\omega) > 0 \text{ entonces } \gamma_s = 360^\circ - A'' \\ \text{si } \sin(\omega) \leq 0 \text{ entonces } \gamma_s = A'' \end{cases} \quad (74)$$

Donde  $\delta$  es la declinación,  $\omega$  es el ángulo horario (ambos son iguales que para el Fresnel, ya que no depende del tipo de colector),  $\Phi$  es la latitud y  $\alpha_s$  es la altitud solar que, como en el caso del Fresnel, se expresaba, puesto que tampoco depende del tipo de tecnología, de la siguiente manera:

$$\alpha_s = \sin^{-1} [\sin(\delta) \cdot \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\Phi)] \quad (75)$$

El rango de valores del ángulo acimutal solar  $\gamma_s$  puede ir de 0 a 360°. En cambio, la altura solar  $\alpha_s$  no pasará del intervalo de 0 a 90°.

Haciendo uso de la última imagen, el vector  $S$  queda definido de la siguiente manera:

$$S = S_z \mathbf{i} + S_e \mathbf{j} + S_n \mathbf{k} \quad (76)$$

Donde  $\mathbf{i}$ ,  $\mathbf{j}$  y  $\mathbf{k}$  son los vectores unidad en las direcciones  $z$ ,  $e$  y  $n$  respectivamente. Estos términos se pueden escribir en función de la altitud solar ( $\alpha_s$ ) y del acimutal ( $\gamma_s$ ) como:

$$S_z = \sin(\alpha_s) \quad (77)$$

$$S_e = \cos(\alpha_s) \cdot \sin(\gamma_s) \quad (78)$$

$$S_n = \cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s) \quad (79)$$

Por otro lado el vector  $R$ , el cual se dirige hacia el punto  $A$ , quedará definido como:

$$R = \frac{(z_0 - z_1)\mathbf{i} - e_1\mathbf{j} - n_1\mathbf{k}}{\sqrt{(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2}} \quad (80)$$

Donde  $\mathbf{i}$ ,  $\mathbf{j}$  y  $\mathbf{k}$  son los vectores unidad en las direcciones  $z, e$  y  $n$  respectivamente. Definiendo la ecuación anterior en estos términos, se tiene:

$$R = R_z \mathbf{i} + R_e \mathbf{j} + R_n \mathbf{k} \quad (81)$$

Dado que las leyes de reflexión especular requieren que el ángulo de incidencia  $\theta_i$  es igual al ángulo de reflexión, una expresión para este ángulo puede ser escrita en términos del vector unidad del rayo solar ( $S$ ) y el vector en dirección al punto objetivo ( $R$ ) como:

$$\cos(2\theta_i) = S \cdot R \quad (81)$$

Usando las Ecuaciones (76) y (81) quedará:

$$\cos(2\theta_i) = R_z \cdot \sin(\alpha_s) + R_e \cdot \cos(\alpha_s) \cdot \sin(\gamma_s) + R_n \cdot \cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s) \quad (82)$$

Y despejando el ángulo de incidencia:

$$\theta_i = \frac{\cos^{-1}[R_z \cdot \sin(\alpha_s) + R_e \cdot \cos(\alpha_s) \cdot \sin(\gamma_s) + R_n \cdot \cos(\alpha_s) \cdot \cos(\gamma_s)]}{2} \quad (83)$$

Por lo tanto, el ángulo de incidencia o reflexión puede ser obtenido si se conoce la posición del sol y la posición del punto objetivo (el receptor) al que llega la reflexión del espejo.

## 8. MODELADO MATEMÁTICO

En este apartado se va a desarrollar el objetivo principal del proyecto, que será el desarrollo del método aproximado para determinar la radiación óptima [4] y el desarrollo para el cálculo de los costes óptimos.

### 8.1. MÉTODO APROXIMADO PARA DETERMINAR EL DISEÑO ÓPTIMO DEL DNI

Debido a la variación estacional de la radiación, las plantas CSP sin hibridación ni almacenamiento operan a carga parcial la mayor parte del tiempo. La línea de Willians [24] propone una relación entre el flujo de vapor y la potencia de la turbina. Es muy útil a la hora de predecir la actuación de la turbina de vapor a carga parcial. La potencia de la turbina puede ser calculada basándonos en las ecuaciones de línea de Willians como:

$$P = a + b \cdot m \quad (84)$$

Y la potencia de diseño puede ser expresada como:

$$P_D = a + b \cdot m_D \quad (85)$$

En las Ecuaciones (84) y (85),  $P_D$  y  $P$  son potencias nominales de los flujos de vapor  $m_D$  y  $m$ , respectivamente. Cabe destacar que  $a$  y  $b$  son parámetros de la línea de Willians. Asumiendo el valor de las pérdidas internas como “ $y$ ” veces la potencia nominal de la turbina:

$$a = -y \cdot P_D \quad (86)$$

Sustituyendo en las Ecuaciones (84) y (85) el valor de  $a$  en quedaría:

$$P = -y \cdot P_D + b \cdot m \quad (87)$$

$$P_D = -y \cdot P_D + b \cdot m_D \quad (88)$$

De las Ecuaciones (87) y (88):

$$P_D - P = b \cdot (m_D - m) \quad (89)$$

El DNI corregido por el coseno del ángulo de incidencia (el producto del DNI por el  $\cos(\theta)$ ) es conocido como apertura efectiva del DNI. Si dicho parámetro lo denotamos como  $I$  entonces el gasto másico se puede representar en función de la apertura efectiva del DNI:

$$m_D = (\alpha I_D - \beta) \cdot A_p \quad y \quad m = (\alpha I - \beta) \cdot A_p \quad (90)$$

donde  $\alpha$  y  $\beta$  dependen principalmente del colector y de los parámetros del ciclo de generación de potencia. Sus valores se indicarán posteriormente. De las Ecuaciones (89) y (90):

$$\frac{P_D - P}{A_p} = \tau \cdot (I_D - I) \quad (91)$$

$$donde \quad \tau = b \cdot \alpha = constante \quad (92)$$

El diseño de la potencia nominal puede ser calculado a partir de la siguiente expresión:

$$P_D = m_D \cdot \Delta h_{is} \cdot \eta_{is,D} \quad (93)$$

donde  $\eta_{is,D}$  y  $\Delta h_{is}$  son el rendimiento isoentrópico de la turbina en condiciones de diseño y la variación de entalpía isoentrópica de la turbina, respectivamente. Combinando las Ecuaciones (88) y (93):

$$b = (1 + y) \cdot \frac{P_D}{m_D} = (1 + y) \cdot \Delta h_{is} \cdot \eta_{is,D} \quad (94)$$

El valor de la potencia nominal de diseño puede calcularse también de la Ecuación (88) como:

$$P_D = \frac{b \cdot m_D}{(1 + y)} \quad (95)$$

De la Ecuación (92):

$$P_D = \frac{\tau \cdot m_D}{\alpha \cdot (1 + y)} \quad (96)$$

Sustituyendo el valor de  $m_D$  de la Ecuación (90) se obtendrá:

$$\frac{P_D}{A_p} = \frac{\tau \cdot (\alpha \cdot I_D - \beta)}{\alpha \cdot (1 + y)} \quad (97)$$

$$\frac{P_D}{A_p} = (\alpha' \cdot I_D - \beta') \quad (98)$$



Donde

$$\alpha' = \frac{\tau}{(1+y)} \quad y \quad \beta' = \frac{\tau \cdot \beta}{(1+y) \cdot \alpha} \quad (99)$$

Solamente la insolación que es directamente normal a la superficie del colector puede ser focalizada y, por tanto, que esté disponible para calentar los tubos absorbedores. El ángulo de incidencia ( $\theta$ ) se corresponde con el ángulo formado entre el plano normal a la superficie y el haz de radiación sobre esta superficie. Junto con el DNI, el ángulo de incidencia también tiene variaciones diurnas y estacionales. Estas variaciones influyen enormemente en la actuación de los colectores y, por lo tanto, la actuación de toda la planta CSP. La insolación efectiva disponible para colectores de concentración son el producto de DNI y el  $\cos(\theta)$ , también conocido como apertura efectiva del DNI. Para entender el efecto de la variación de la apertura efectiva del DNI, se genera la curva de duración. La curva de duración para la apertura efectiva del DNI es generada de tal forma que el valor más alto se traza a la izquierda y el más bajo a la derecha. Una curva de duración típica para la apertura efectiva del DNI se muestra en la Figura 41. En el eje de abscisas (eje de tiempo), la duración del tiempo para cada valor certero de apertura efectiva del DNI a lo largo del año entero. Esto nos permite determinar el número de horas por año en el que la apertura efectiva del DNI es mayor o menor que algún valor dado.

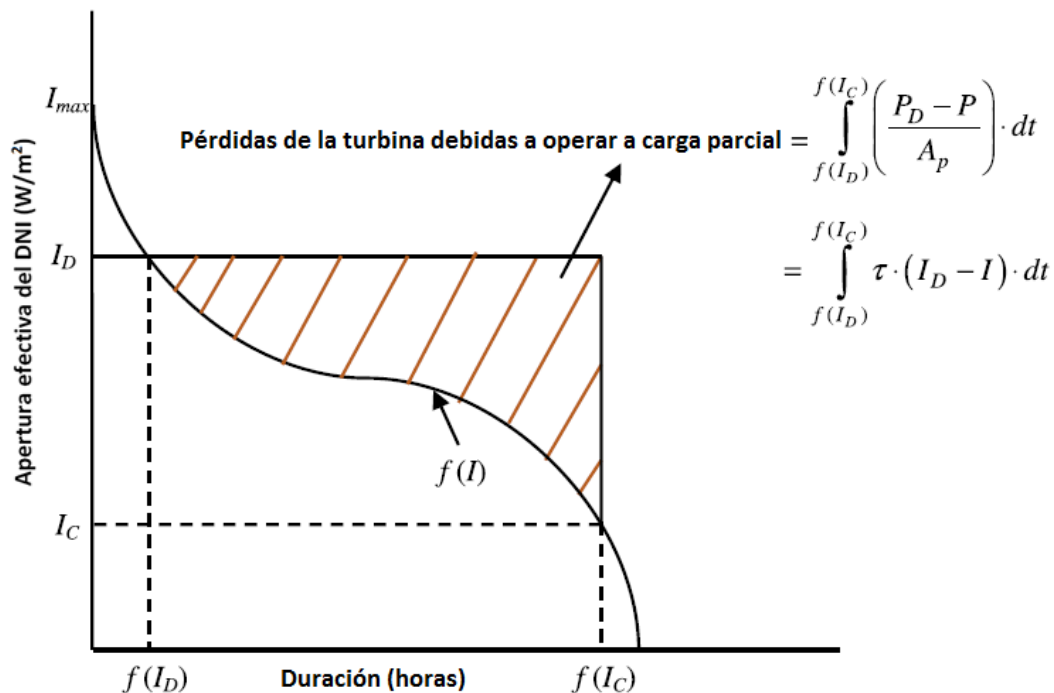


Figura 41. Curva de duración típica de apertura efectiva del DNI a carga parcial [4]

Para una  $I_D$  dada, la pérdida de energía debida al funcionamiento a carga parcial de la turbina, será  $\tau$  veces el área sombreada en el lado inferior de  $I_D$ . El valor del umbral  $I$ , correspondiente a la potencia nominal mínima ( $P_{min}$ ), es  $I_C$ . Las pérdidas debidas al funcionamiento a carga parcial de la turbina ( $L$ ) por unidad de área de colector es:

$$L = \int_{f(I_D)}^{f(I_C)} \frac{(P_D - P)}{A_p} \cdot dt \quad (100)$$

De la Ecuación (91):

$$L = \int_{f(I_D)}^{f(I_C)} \tau \cdot (I_D - I) \cdot dt \quad (101)$$

Asumiendo constantes los valores de  $\tau$  y  $f(I_C)$ :

$$L = \tau \cdot \left( f(I_C) \cdot (I_D - I) - \int_{I_C}^{I_D} f(I) \cdot dI \right) \quad (102)$$

La producción de potencia de la turbina ( $E_t$ ) por unidad de área de apertura del colector puede escribirse de la siguiente forma:

$$E_t = \left( \frac{P_D}{A_p} \cdot f(I_C) \right) - \tau \cdot \left( f(I_C) \cdot (I_D - I) - \int_{I_C}^{I_D} f(I) \cdot dI \right) \quad (103)$$

Cabe destacar que la turbina puede operar a caudales un poco más altos que los de diseño. Sin embargo, esto está permitido solo para alguna pequeña fracción de tiempo y, por lo tanto, este efecto será despreciado en nuestro estudio.

De la Ecuación (98):

$$E_t = (\alpha' \cdot I_D - \beta') \cdot f(I_C) - \tau \cdot \left( f(I_C) \cdot (I_D - I_C) - \int_{I_C}^{I_D} f(I) \cdot dI \right) \quad (104)$$

Derivando la producción de potencia anual con respecto a  $I_D$  obtenemos:

$$\frac{dE_t}{dI_D} = \alpha' \cdot f(I_C) - \tau \cdot f(I_C) + \tau \cdot f(I_D) \quad (105)$$

Calculando su derivada segunda:

$$\frac{d^2E_t}{dI_D^2} = \tau \cdot f'(I_D) \quad (106)$$

Como el valor de  $f'(I_D)$  es siempre menor que cero y  $\tau$  es siempre mayor que cero:

$$\frac{d^2E_t}{dI_D^2} < 0 \quad (107)$$

Por lo tanto, la condición de producción de potencia máxima de la turbina es:

$$\frac{dE_t}{dI_D} = \alpha' \cdot f(I_C) - \tau \cdot f(I_C) + \tau \cdot f(I_{D,\text{óptimo}}) = 0 \quad (108)$$

$$f(I_{D,\text{óptimo}}) = \frac{\tau - \alpha'}{\tau} \cdot f(I_C) \quad (109)$$

Sustituyendo el valor de  $\alpha'$  de la Ecuación (99):

$$f(I_{D,\text{óptimo}}) = \frac{y}{1+y} \cdot f(I_C) \quad (110)$$

Si el valor de la potencia mínima es  $P_{\min}$  entonces, de la Ecuación (91):

$$P_D - P_{\min} = \tau \cdot (I_D - I_C) \cdot A_P \quad (111)$$

Sustituyendo el valor de  $b$  de la Ecuación (94) en la relación dada por  $\tau$  de la Ecuación (92):

$$\tau = \frac{(1+y) \cdot P_D \cdot \alpha}{m_D} \quad (112)$$

De las Ecuaciones (111) y (112), el valor de  $I_C$  puede expresarse como:

$$I_C = I_D - \frac{P_D - P_{\min}}{\tau \cdot A_P} = I_D - \frac{m_D \cdot (P_D - P_{\min})}{(1+y) \cdot P_D \cdot \alpha \cdot A_P} \quad (113)$$

Finalmente, sustituyendo el valor de  $m_D$  de la Ecuación (90):

$$I_C = I_D - \frac{(\alpha \cdot I_D - \beta) \cdot (P_D - P_{\min})}{(1+y) \cdot P_D \cdot \alpha} = I_D - \frac{(\alpha \cdot I_D - \beta) \cdot (1 - \frac{P_{\min}}{P_D})}{(1+y) \cdot \alpha} \quad (114)$$

### 8.1.1. PLANTA BASADA EN CCP

El campo de CCP utiliza la concentración de radiación solar que incide en él para generar alta temperatura HTF, el cual circula hasta el intercambiador de calor, como se muestra en la Figura 42. El intercambiador de calor producirá el vapor requerido para generar potencia. La ganancia de calor del campo de colectores ( $Q_{\text{gain}}$ ) y el rendimiento ( $\eta$ ) pueden escribirse de la siguiente forma:

$$Q_{\text{gain}} = m_{\text{oil}} \cdot (h_2 - h_1) = \eta \cdot DNI \cdot \cos(\theta) \cdot A_p \quad (115)$$

$$\eta = \eta_o - U_L \cdot \left( \frac{T_m - T_a}{DNI \cdot \cos(\theta)} \right) \quad (116)$$

donde  $m_{oil}$  es el caudal másico de aceite ( $kg/s$ ), DNI es la radiación incidente normal directa ( $W/m^2$ ),  $\theta$  es el ángulo de incidencia,  $A_p$  es el área de apertura del colector ( $m^2$ ),  $T_m = (T_1 + T_2)/2$ , denota la temperatura media ( $^{\circ}C$ ),  $T_a$  es la temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ ),  $\eta_o$  es el rendimiento óptico, y  $U_L$  es el coeficiente de pérdidas basado en el área de apertura ( $W/m^2K$ ). Se entiende  $h_i$  y  $T_i$  como la entalpía y temperatura en los puntos  $i$ , respectivamente.

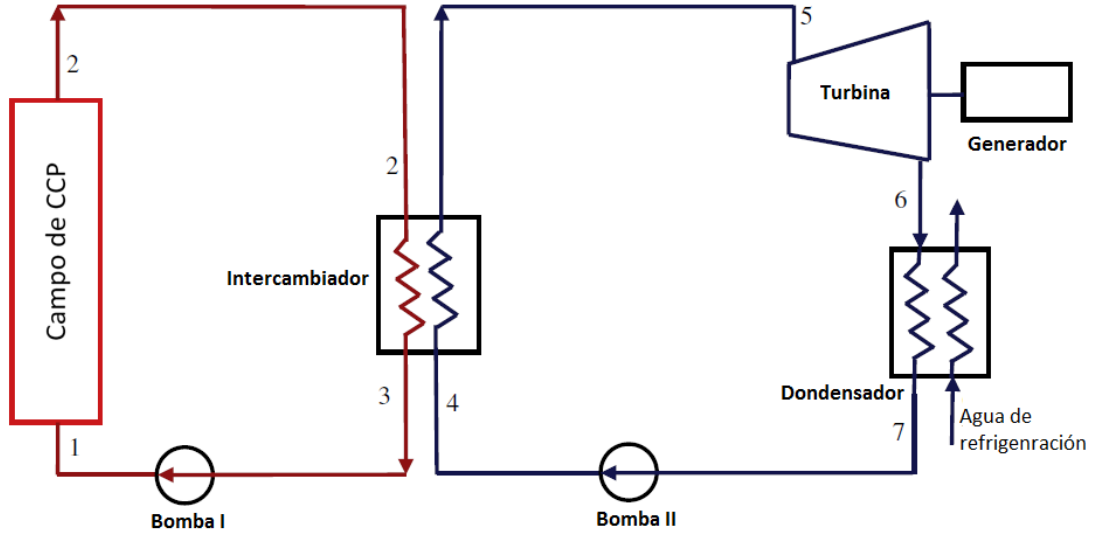


Figura 31. Diagrama del proceso simplificado de CCP sin hibridación ni almacenamiento térmico [4]

Indicando la apertura efectiva del DNI como  $I$  y la diferencia entre  $T_m$  y  $T_a$  como  $\Delta T$ :

$$Q_{gain} = m_{oil} \cdot (h_2 - h_1) = \eta \cdot I \cdot A_p \quad (117)$$

$$\eta = \eta_o - U_L \cdot \left(\frac{\Delta T}{I}\right) \quad \text{y} \quad \eta_D = \eta_o - U_L \cdot \left(\frac{\Delta T}{I_D}\right) \quad (118)$$

donde  $\eta_D$  es la eficiencia del colector en las condiciones de diseño. Si despreciamos el trabajo realizado por la Bomba I, Bomba II y las pérdidas de calor a través de las tuberías, entonces:

$$Q_{gain} = m_{oil} \cdot (h_2 - h_1) = m \cdot (h_5 - h_7) \quad (119)$$

Siendo  $m$  el flujo másico de vapor ( $kg/s$ ). De las Ecuaciones (117) y (119):

$$m \cdot (h_5 - h_7) = \eta \cdot I \cdot A_p \quad (120)$$

Sustituyendo el valor de la eficiencia del colector de la Ecuación (118) en la Ecuación (120) y denominando a la diferencia de entalpías entre  $h_5$  y  $h_7$  como  $\Delta h$ , tendremos:

$$m \cdot \Delta h = \left( \eta_o - \frac{U_L \cdot \Delta T}{I} \right) \cdot I \cdot A_p \quad (121)$$

$$m = \frac{(\eta_o \cdot I - U_L \cdot \Delta T) \cdot A_p}{\Delta h} = (\alpha \cdot I - \beta) \cdot A_p \quad (122)$$

Y el flujo de vapor del punto de diseño ( $m_D$ ) puede ser calculado como:

$$m_D = \frac{(\eta_o \cdot I_D - U_L \cdot \Delta T) \cdot A_p}{\Delta h} = (\alpha \cdot I_D - \beta) \cdot A_p \quad (123)$$

Donde  $\alpha = \frac{\eta_o}{\Delta h}$  y  $\beta = \frac{U_L \cdot \Delta T}{\Delta h}$

El diagrama Temperatura-Entalpía ( $T - h$ ) del intercambiador de calor se muestra en la Figura 43. La potencia de dicho intercambiador se da como:

$$Q_{hx} = m_{oil} \cdot c_p \cdot (T_2 - T_3) = m_D \cdot (h_5 - h_4) \quad (124)$$

$$Q_{hx} = m_{oil} \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = m_D \cdot (h_5 - h_7) \quad (125)$$

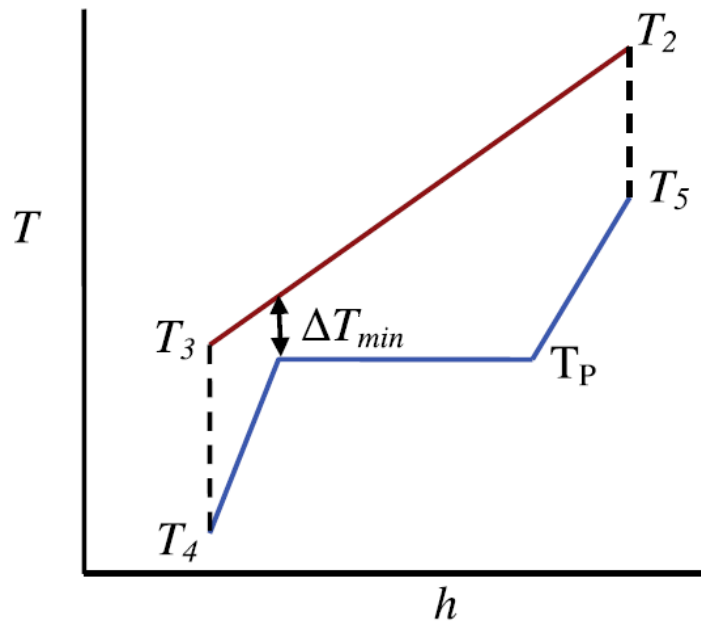


Figura 323. Diagrama Temperatura-Entalpía del intercambiador [4]

Para una fuerza impulsora de temperatura (o Pinch-Point) dada ( $\Delta T_{min}$ ):

$$m_D \cdot (h_5 - h_w) = m_{oil} \cdot c_p \cdot \{T_2 - (T_p + \Delta T_{min})\} \quad (126)$$

donde  $h_w$  es la entalpía del agua saturada a la temperatura  $T_p$ . Considerando la diferencia de entalpías entre  $h_5$  y  $h_w$  como  $\Delta h_2$ :

$$m_D = \frac{m_{oil} \cdot c_p \cdot (T_2 - T_p - \Delta T_{min})}{\Delta h_2} \quad (127)$$

Sustituyendo el valor de  $m_D$  de la Ecuación (127) en la Ecuación (125):

$$T_2 - T_1 = \frac{(T_2 - T_p - \Delta T_{min}) \cdot \Delta h}{\Delta h_2} \quad (128)$$

$$T_m = \frac{T_1 + T_2}{2} = T_2 - \left[ \left( \frac{1}{2} \right) \cdot \left( \frac{\Delta h}{\Delta h_2} \right) \cdot (T_2 - T_p - \Delta T_{min}) \right] \quad (129)$$

$$\Delta T = T_2 - \left[ \left( \frac{1}{2} \right) \cdot \left( \frac{\Delta h}{\Delta h_2} \right) \cdot (T_2 - T_p - \Delta T_{min}) \right] - T_a \quad (130)$$

### 8.1.2. PLANTA BASADA EN RLF

En el caso de la planta basada en un RLF, se obtiene un tipo de relación similar al caso anterior. El esquema de una planta CSP (*Concentrating Solar Power*) basada en RLF (sin almacenamiento ni evaporador auxiliar) se muestra en la Figura 44. Típicamente, a la salida del campo de RLF se obtiene una mezcla de dos fases. La mezcla entra en un bidón, donde el vapor saturado se dirige a la producción de potencia. El aumento de calor del campo de colectores ( $Q_{gain}$ ) y el rendimiento ( $\eta$ ) se pueden escribir como:

$$Q_{gain} = m_{CL} \cdot (h_2 - h_1) = \eta \cdot I \cdot A_p \quad (131)$$

$$\eta = \eta_o - U_L \cdot \left( \frac{\Delta T}{I} \right) \quad \text{y} \quad \eta_D = \eta_o - U_L \cdot \left( \frac{\Delta T}{I_D} \right) \quad (132)$$

donde  $m_{CL}$  es el flujo másico de vapor que pasa a través del colector ( $kg/s$ ). Si el trabajo de la Bomba I, Bomba II y Bomba III así como las pérdidas de calor de las tuberías son despreciadas, entonces:

$$Q_{gain} = m_{CL} \cdot (h_2 - h_1) = m \cdot (h_5 - h_7) \quad (133)$$

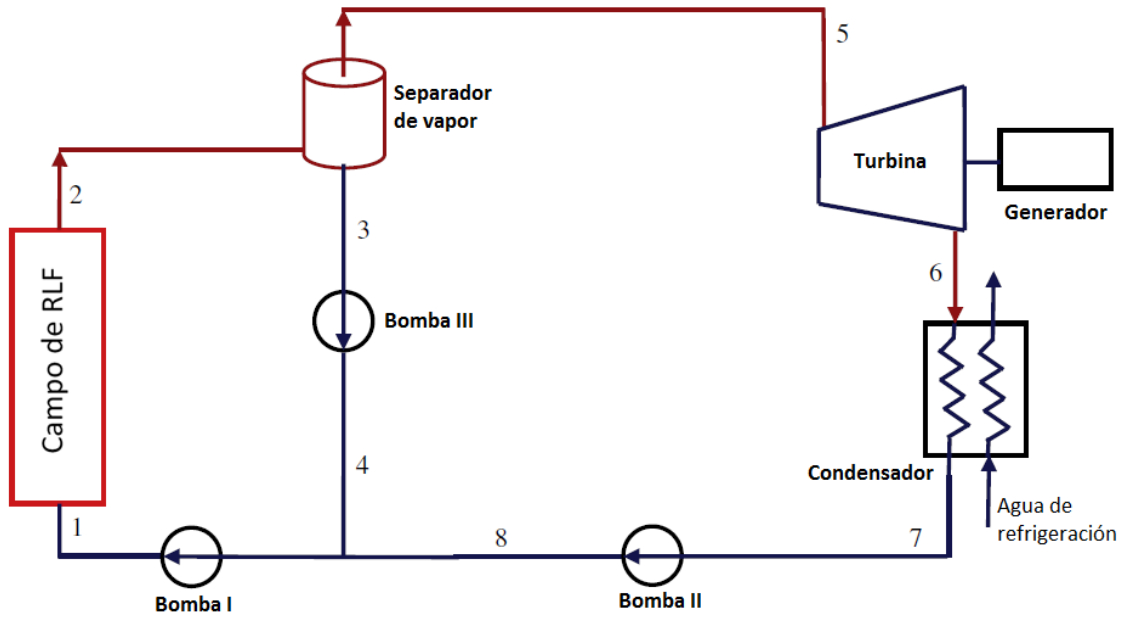


Figura 44. Diagrama del proceso simplificado de RLF sin hibridación ni almacenamiento térmico [4]

De las

Ecuaciones (128) y (130):

$$m \cdot (h_5 - h_7) = \eta \cdot I \cdot A_p \quad (134)$$

Sustituyendo los valores de la eficiencia del colector en la Ecuación (131) y definiendo a la diferencia de entalpías entre  $h_5$  y  $h_7$  como  $\Delta h$ :

$$m = \frac{(\eta_o \cdot I - U_L \cdot \Delta T) \cdot A_p}{\Delta h} \quad (135)$$

El flujo de vapor del punto de diseño puede ser calculado como:

$$m_D = \frac{(\eta_o \cdot I_D - U_L \cdot \Delta T) \cdot A_p}{\Delta h} \quad (136)$$

Donde  $\alpha = \frac{\eta_o}{\Delta h}$  y  $\beta = \frac{U_L \cdot \Delta T}{\Delta h}$

Se entiende que el flujo másico a la entrada del RLF ( $m_{CL}$ ) se mantendrá generalmente fijo durante la operación y como resultado del título de vapor a la salida del RLF, la diferencia de temperaturas media ( $\Delta T$ ) variará a carga parcial.

El valor de  $\Delta T$  podrá calcularse despreciando los trabajos de las bombas y asumiendo un título de vapor a la salida del campo LFR ( $x_2$ ).

$$h_1 = (1 - x_2) \cdot h_3 + x_2 \cdot h_7 \quad (137)$$

El valor de la temperatura de entrada del campo RLF ( $T_1$ ) se puede obtener a través de la presión de entrada ( $p_1$ ) y de la entalpía de entrada ( $h_1$ ).

### 8.1.3. ALGORITMO TERMODINÁMICO DEL DISEÑO DE LA RADIACIÓN ÓPTIMA

Basados en los resultados obtenidos anteriormente, se propone un algoritmo para calcular el diseño óptimo de la radiación en este apartado. Los pasos propuestos para el algoritmo son los siguientes:

- **PASO1:** Especificar los datos requeridos para el cálculo: la temperatura ambiente ( $T_a$ ), la eficiencia óptica del colector ( $\eta_o$ ), el coeficiente de pérdidas del campo de colectores en función del área de apertura ( $U_L$ ), la temperatura a la salida del campo de colectores ( $T_2$ ) o su título de vapor ( $x_2$ ), la fuerza impulsora del temperatura del intercambiador de calor ( $\Delta T_{min}$ ), la presión y temperatura a la entrada de la turbina ( $p_5$  y  $T_5$ ) y las pérdidas internas de la turbina ( $y$ ).
- **PASO2:** Calcular el valor de  $\Delta T$ .
- **PASO3:** El valor óptimo de  $I_D$  se calcula por medio de iteraciones en las cuales  $I_C$  depende de  $I_D$ . Se calculará el valor de  $I_C$  suponiendo que  $I_D = I_{max}$  de la Ecuación (111) y obtendremos el valor de  $f(I_C)$  de la curva de duración de la apertura efectiva del DNI.
- **PASO4:** Se calculará el valor del  $f(I_{D, \text{óptimo}})$  de la Ecuación (107) y obtendremos el valor de  $I_{D, \text{óptimo}}$  accediendo de nuevo a la curva de duración de la apertura efectiva.
- **PASO5:** Se repetirá el PASO3 usando como nuevo valor de  $I_D$  el calculado en el PASO4 de  $I_{D, \text{óptimo}}$ . Repetiremos el PASO4 usando un nuevo valor de  $I_C$ . El procedimiento se repite hasta que el valor de  $I_D$  sea el mismo que el de  $I_{D, \text{óptimo}}$ .

## 8.2. MÉTODO APROXIMADO PARA DETERMINAR LOS COSTES ÓPTIMOS

Altos valores de diseño del DNI implican altos flujos máscicos de diseño y altas potencias nominales, lo cual se traduce en un incremento del coste del bloque de potencia y de sus auxiliares. Además, el valor del coste óptimo del diseño de la radiación es siempre menor que el valor óptimo termodinámico. Como se vio anteriormente, el valor del flujo máscico de diseño y la potencia nominal, por unidad de área del colector, puede ser calculada de las ecuaciones (7) y (15), respectivamente.

A continuación se va a calcular el coste del kWh producido por la instalación para los costes descritos anteriormente. Dicho coste, denominado LCOE (*Levelized Cost of Energy*) se calculará a través de los artículos de la bibliografía [1] y [2], de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{f_{cr} \cdot C_{inv} + C_{OyM} + C_{comb}}{E_{neta}} \quad (138)$$



Siendo  $C_{inv}$  el coste de inversión en terreno, equipos (bloque de potencia e intercambiador en este caso), ingeniería (costes mano de obra), construcción, etc.,  $C_{OyM}$  el coste de operación y mantenimiento,  $C_{comb}$  es el coste asociado a los consumos de combustible fósil que, en este caso será nulo para el escenario planteado sin hibridación (Sólo Solar),  $E_{neta}$  es la producción de la instalación y  $f_{cr}$  es el factor de amortización anual.

El factor de amortización anual se calcula con la ecuación siguiente:

$$f_{cr} = \frac{k_d \cdot (1 + k_d)^n}{(1 + k_d)^n - 1} + k_{seguro} \quad (139)$$

Siendo  $k_d$  la tasa de descuento (interés del dinero) y  $k_{seguro}$  es la tasa anual por seguro, que en este caso se considerará nula.

Para el cálculo de la producción anual neta  $E_{neta}$  se utilizará la siguiente expresión:

$$E_{neta} = P_D \cdot (H_{op} + H_{alm}) \cdot D \quad (140)$$

Siendo  $P_D$  la potencia de diseño que se calculará con la Ecuación (97),  $H_{op}$  son las horas en las que opera la instalación al día,  $H_{alm}$  son las horas de almacenamiento (que en el caso de estudio será 0),  $D$  son los días al año que opera dicha instalación.

## 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 9.1. CALCULO DE LA CURVA DE DURACIÓN

El primer paso que se debe llevar a cabo, y sobre el que gira todo el modelado matemático de este proyecto, es el cálculo de la curva de duración. Para ello, se facilita a través del tutor del proyecto los datos de la radiación normal directa (DNI) para la localización a estudiar, Sevilla, en unos meses patrón. Estos datos se consiguen por medio del “U.S. Department of Energy-EnergyPlus Energy Simulation Software” [28], donde se puede encontrar datos meteorológicos de casi cualquier parte del planeta.

Para el caso a estudiar, se recogerán los datos únicamente de la radiación normal directa (DNI) medida en Wh/m<sup>2</sup> en Sevilla, de unos meses patrón, siendo la tabla:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:01-01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:01-02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:01-03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:01-04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:01-05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:01-06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:01-07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:01-08:00	0	0	0	11	128	114	101	21	0	0	0	0
08:01-09:00	0	17	84	188	346	287	322	235	144	95	8	0
09:01-10:00	150	201	313	352	506	430	524	449	343	294	179	135
10:01-11:00	327	434	500	457	599	542	640	630	531	442	380	323
11:01-12:00	465	519	616	508	627	607	723	733	637	529	474	444
12:01-13:00	500	527	646	494	625	647	777	772	680	554	510	499
13:01-14:00	521	532	664	477	654	654	784	796	687	557	505	504
14:01-15:00	524	508	635	484	651	654	783	780	666	537	470	477
15:01-16:00	490	465	579	461	620	606	751	736	593	470	397	401
16:01-17:00	428	432	486	437	590	574	688	646	480	342	286	309
17:01-18:00	217	331	328	319	488	473	571	495	275	141	57	59
18:01-19:00	0	65	91	149	288	279	351	238	55	0	0	0
19:01-20:00	0	0	0	0	59	67	102	18	0	0	0	0
20:01-21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:01-22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:01-23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:01-24:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5. Radiación Normal Directa de Sevilla en meses patrón

Esta tabla se corresponde con el valor medio de la DNI ( $\text{Wh/m}^2$ ) durante todo un día para cada uno de los meses del año, organizándolo en intervalos de 59 minutos, es decir, casi de hora en hora.

Representando la tabla anterior haciendo uso del *Matlab* quedaría:

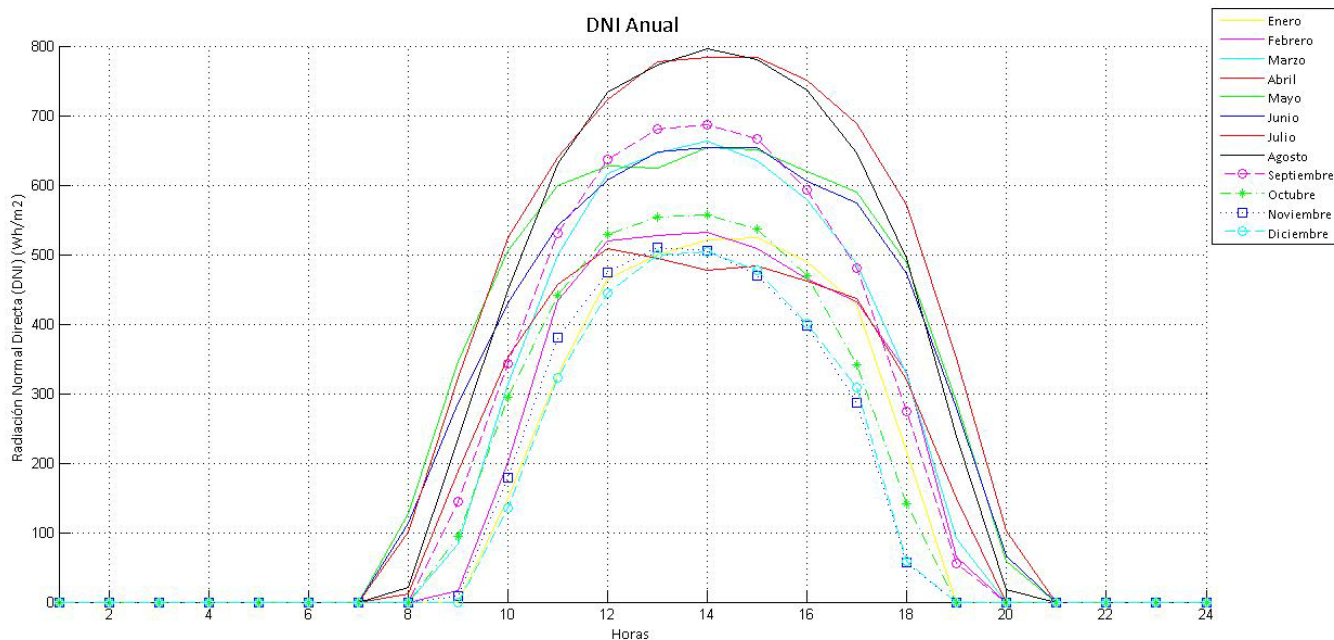


Figura 33. DNI de Sevilla en los meses patrón del año

En la gráfica se representa la DNI horaria de cada uno de los meses del año, cada uno de los cuales se ha representado con un color o forma de curva distinto.

Se puede apreciar que los valores más altos se dan los meses de verano (julio y agosto), situándose el máximo en el mes de agosto, con un valor pico de  $796\text{W/m}^2$  en el intervalo de 13:01-14:00 horas. Los valores más pequeños, como es de esperar, se sitúan en los meses de invierno (noviembre y diciembre).

Cabe destacar que existe una irregularidad en el mes de abril (línea roja más baja). En este mes no se sigue una distribución como la del resto de meses, que siguen una distribución parabólica casi perfecta. Esto puede deberse a que en este mes de abril haya llegado menos radiación por ser un mes con más nublados o que se deba a algún tipo de agente exterior indeseado, como la sombra producida por cualquier objeto a lo largo de todo el mes.

Sin embargo, para el estudio a realizar, esta radiación se verá afectada por el ángulo de incidencia ( $\theta$ ) de los rayos solares sobre cada uno de los colectores (CCP, RLF y torre solar). El ángulo de incidencia es distinto para cada colector, ya que la tecnología empleada en cada uno es diferente. Por lo tanto, aparecerá un nuevo término conocido como apertura efectiva del DNI ( $I$ ) que se calculará como el producto de la radiación normal directa por el coseno del ángulo de incidencia. Este nuevo término dará un valor más aproximado de la verdadera radiación que finalmente incide en los colectores, ya que trabajar con los valores del DNI no sería del todo exacto.

Por lo tanto, habría que estudiar y calcular los ángulos de incidencia para las tres tecnologías de CCP, Fresnel y torre solar. Sin embargo, a fin de simplificar los cálculos, se considera que el ángulo de incidencia para los colectores cilindro parabólico es siempre 0 y, entonces, su coseno será siempre 1. Esto implica que la radiación normal directa (DNI) para los cilindro parabólicos es igual a la apertura efectiva del DNI, puesto que habría que multiplicar el DNI por la unidad.

Esta suposición de considerar el coseno del ángulo de incidencia para CCP como la unidad se puede llevar a cabo debido a que, por su geometría y por el seguimiento que realiza del sol durante todo el día, hace que casi en todo momento esté enfocado hacia él. Esto hace que el ángulo que forma el sol con la normal del colector sea mínimo, es decir, próximo a cero.

Es por ello por lo que en el siguiente apartado se realizarán los cálculos para la obtención del ángulo de incidencia para las otras dos tecnologías restantes: RLF y torre solar.

#### **9.1.1. POSICIÓN SOLAR**

El primer paso que se debe llevar a cabo para la obtención del ángulo de incidencia es el cálculo de la posición del sol, es decir, el tiempo solar, el ángulo horario, la declinación y el ángulo de altitud solar.

En todo este apartado se estudiará únicamente los ángulos cuando exista radiación durante el día. El intervalo de tiempo en el que existe radiación va desde las 07:00h hasta las 20:00h.

Para el caso a estudiar, la longitud del meridiano estándar en Sevilla es de 0 grados y la longitud local es de  $5^{\circ} 59' 38.66''$ , valor que se ha mantenido durante todo el trabajo. Por tanto:

- Longitud del meridiano estándar en Sevilla:  $L_{est} = 0^{\circ}$
- Longitud de Sevilla:  $L_{loc} = 5^{\circ} 59' 38.66'' = 5.994072\text{rad}$

Además, este estudio se va a centrar en la radiación de un solo día, para facilitar así el cálculo del ángulo de incidencia. Este día será **el 29 de julio**, entonces:

- Número de día del año:  $n = 210$

Por lo tanto, introduciendo estos valores en la ecuación del tiempo  $E$  se obtiene:

$$E = -6.5909 \text{ minutos}$$

#### 9.1.1.1. ÁNGULO HORARIO Y TIEMPO SOLAR

Con todos estos valores se puede proceder al cálculo del tiempo solar mediante la Ecuación (52). Calculando el Tiempo Solar se podrá obtener también los valores del ángulo horario a cada hora del día (Ecuación (54)), ambos valores recogidos en la siguiente tabla:

Tiempo Estándar (horas)	Tiempo Solar (horas)	Ángulo horario $\omega$ (grados)
7.00	7.5095	-67.3582
8.00	8.5095	-52.3582
9.00	9.5095	-37.3582
10.00	10.5095	-22.3582
11.00	11.5095	-7.3582
12.00	12.5095	7.6418
13.00	13.5095	22.6418
14.00	14.5095	37.6418
15.00	15.5095	52.6418
16.00	16.5095	67.6418
17.00	17.5095	82.6418
18.00	18.5095	97.6418
19.00	19.5095	112.6418
20.00	20.5095	127.6418

Tabla 6. Tiempo estándar, solar y ángulo horario de Sevilla del 29 de julio

Por lo tanto, el tiempo estándar se ve modificado en 0.5095 horas, o lo que es lo mismo, en 30 minutos y 34 segundos, por lo que es un factor muy a tener en cuenta. En cuanto al ángulo horario, se cumple el criterio de signos expuesto anteriormente.

#### 9.1.1.2. DECLINACIÓN

Con la Ecuación (55) se calculará la declinación, para  $n = 210$ :

- Declinación:  $\delta = 18.6705^{\circ}$

### 9.1.1.3. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR

Como se explicó anteriormente, el caso a estudiar se corresponde con el de una pendiente de  $\beta = 0^\circ$  y siendo:

- $\Phi$  la latitud que, en Sevilla tiene un valor de  $\Phi = 37^\circ 22' 48'' = 37.38\text{rad}$
- $\delta$  la declinación calculada arriba de  $\delta = 18.6705^\circ$
- $\omega$  el ángulo solar obtenido en la Tabla 6, variando a cada hora del día.

Los resultados obtenidos una vez introducidos estos valores son:

Horas de día	Ángulo de altitud solar $\alpha_s$ (grados)
7.00	28.9572
8.00	40.8519
9.00	52.4408
10.00	62.9442
11.00	70.2130
12.00	70.1308
13.00	62.7651
14.00	52.2281
15.00	40.6283
16.00	28.7320
17.00	16.9036
18.00	5.4075
19.00	-5.4778
20.00	-15.3914

Tabla 7. Ángulo de altitud solar de Sevilla del 29 de julio

Estos valores del ángulo horario, de la declinación y del ángulo de la altitud solar se mantendrán fijos para el cálculo tanto del coseno del ángulo de incidencia del Fresnel como para el de torre solar. El resto de términos hasta llegar a la expresión del ángulo de incidencia ( $\theta$  para el de Fresnel y  $\theta_i$  para el de torre solar) tendrán diferente procedimiento, igual que distintas fuentes.

### 9.1.2. ÁNGULO DE INCIDENCIA

#### 9.1.2.1. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA CCP

Como se ha mencionado anteriormente, se considerará que el coseno del ángulo de incidencia para colectores cilindro parabólico tiene de valor la unidad durante todas las horas del día, es decir, que el ángulo de incidencia que forma la normal del área de apertura del colector con la

dirección del rayo solar es nulo durante todo el día. Por lo tanto, no se realizará estudio alguno de este ángulo de incidencia.

Sin embargo, sí que se realizará dicho estudio para las otras dos tecnologías de RLF y de torre solar.

#### 9.1.2.2. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA RLF

Con los valores obtenidos en el anterior apartado de  $\omega$ ,  $\delta$  y la latitud  $\Phi$  de la localización (Sevilla) se consiguió el valor del ángulo cenital  $\theta_z$  y, por lo tanto, del ángulo de la altitud solar  $\alpha_s$ . Con dicho valor y el del ángulo acimutal solar  $\gamma_s$  se calculará el ángulo perfil  $\theta_p$  mediante la expresión de la Ecuación (61).

Por lo tanto, los valores obtenidos del ángulo acimutal solar y del ángulo de perfil a cada hora del día son:

Hora del día	Ángulo acimutal solar $\gamma_s$ (grados)	Ángulo perfil $\theta_p$ (grados)
7.00	-92.1591	28.9744
8.00	-82.6415	41.0864
9.00	-70.8698	54.0513
10.00	-52.3996	67.9687
11.00	-21.0029	82.6525
12.00	21.7570	82.3703
13.00	52.8385	67.6974
14.00	70.8384	53.7973
15.00	82.8382	40.8502
16.00	92.3264	28.7519
17.00	100.8874	17.1953
18.00	109.4110	5.7313
19.00	118.5534	-6.2307
20.00	128.9149	-19.4837

Tabla 8. Ángulo acimutal solar y ángulo de perfil para RLF de Sevilla el 29 de julio

Una vez calculados los ángulos acimutal y perfil, se procederá a obtener el ángulo transversal ( $\theta_t = 90 - \theta_p$ ) y el ángulo de inclinación  $\theta_n$ . Pero para calcular el ángulo de inclinación, será necesario obtener antes  $\beta_n$ , que era el ángulo comprendido entre la torre receptora y la proyección sobre el plano transversal del rayo reflejado hacia el receptor, definido por la Ecuación (71).

En el documento de Nishith B. DEsai (*“Optimization of design radiation for concentrating solar thermal power plants without storage”*) se propone una altura del receptor de  $h = 13 \text{ m}$ . Para el valor de  $Q_n$  se estimará un valor medio de  $Q_n = 5 \text{ m}$ , quedando, por lo tanto:

$$\beta_n = 21.0375$$

Y, por fin, calculados el ángulo de inclinación y el transversal, se obtendrá el ángulo de incidencia, obtenido de la resta entre ambos.

En la siguiente tabla se muestran valores de ángulo transversal  $\theta_t$ , ángulo de inclinación  $\theta_n$  y del ángulo de incidencia  $\theta$  a cada hora del día, siendo éste último el objetivo principal de este apartado:

Horas del día	Ángulo transversal $\theta_t$ (grados)	Ángulo de inclinación $\theta_n$ (grados)	Ángulo de incidencia $\theta$ (grados)
7.00	61.0256	19.9940	41.0316
8.00	48.9136	13.9380	34.9755
9.00	35.9487	7.4556	28.4931
10.00	22.0313	0.4969	21.5344
11.00	7.3475	-6.8450	14.1925
12.00	7.6297	-6.7039	14.3336
13.00	22.3026	0.6326	21.6701
14.00	36.2027	7.5826	28.6201
15.00	49.1498	14.0561	35.0936
16.00	61.2481	20.1053	41.1428
17.00	72.8047	25.8836	46.9211
18.00	84.2687	31.6156	52.6531
19.00	96.2307	37.5966	58.6341
20.00	109.4837	44.2231	65.2606

Tabla 9. Ángulo transversal, de inclinación y de incidencia para RLF de Sevilla el 29 de julio

Se estudian únicamente los ángulos cuando haya radiación, es decir,

Finalmente y como se quería conseguir en este apartado, se obtiene el coseno del ángulo de incidencia para Fresnel ( $\theta$ ):

Horas del día	Coseno del ángulo de incidencia [ $\cos(\theta)$ ]
7.00	0.7543
8.00	0.8194
9.00	0.8789
10.00	0.9302
11.00	0.9695
12.00	0.9689
13.00	0.9293
14.00	0.8778
15.00	0.8182
16.00	0.7531
17.00	0.6830
18.00	0.6066
19.00	0.5205
20.00	0.4185

Tabla 10. Coseno del ángulo de incidencia para RLF de Sevilla el 29 de julio

Los resultados del coseno de los ángulos de incidencia habrá que multiplicarlo por la DNI a cada hora para obtener la llamada apertura efectiva del DNI. Dicha DNI se verá afectada, por tanto, por el ángulo de incidencia que la normal de la superficie del colector tenga con el sol. El momento del día en el que el ángulo es más pequeño es casi a mediodía, a las 11:00 horas y, por lo tanto, su coseno será el mayor, variando así lo mínimo posible la DNI.

### 9.1.2.3. RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA PARA TORRE SOLAR

Para el caso a estudiar, se introducirán los siguientes valores, los cuales han sido escogidos para que se asemeje lo máximo posible a un caso real, en cuanto a la altura del receptor y a la posición del heliostato se refiere:

- Altura del receptor:  $z_0 = 150 \text{ m}$
- Posición del heliostato medio:  $\begin{cases} \text{Altura del heliostato: } z_1 = 0 \text{ m} \\ \text{Coordenada este: } e_1 = 400 \text{ m} \\ \text{Coordenada norte: } n_1 = 50 \text{ m} \end{cases}$

Introduciendo los valores de  $\delta$ ,  $\omega$  y  $\alpha_s$  obtenidos en el apartado de la posición solar, y manteniendo la latitud de Sevilla en  $\phi = 37^\circ 22' 48'' = 37.38\text{rad}$  se obtendrán los siguientes resultados para el ángulo acimutal en torre solar, empleando la Ecuación (74):

Hora del día	Ángulo acimutal solar $\gamma_s$ (grados)
7.00	87.8409
8.00	97.3585
9.00	109.4302
10.00	127.6004
11.00	158.9971
12.00	201.7570
13.00	232.8385
14.00	250.8384
15.00	262.8382
16.00	272.3264
17.00	280.8874
18.00	289.4110
19.00	298.5534
20.00	308.9149

Tabla 11. Ángulo acimutal solar para torre solar de Sevilla el 29 de julio

Como ya se mencionó, se va a trabajar únicamente con el intervalo de día en el que existe radiación. Eso será de 07:00 a 20:00 horas.

El rango de valores del ángulo acimutal solar  $\gamma_s$  puede ir de 0 a  $360^\circ$ . En cambio, la altura solar  $\alpha_s$  no pasará del intervalo de 0 a  $90^\circ$ .

Una vez calculado el ángulo acimutal, se calculará el vector R, que era el vector unidad que se dirige al receptor desde el heliostato.



Por lo tanto, como ya se han introducido los valores de las coordenadas de la posición del heliostato, se podrá obtener el valor del vector  $R$ , dirigido hacia el punto objetivo (receptor):

$$R = 0.3487 \mathbf{i} - 0.930 \mathbf{j} - 0.116 \mathbf{k} \text{ (m)}$$

Introduciendo los valores obtenidos anteriormente, se conseguirán los valores tanto del vector del rayo solar  $S$  como el ángulo de incidencia  $\theta_i$ :

Horas del día	Vector unidad dirigido hacia el sol $S$ (m)			Ángulo de incidencia $\theta_i$ (grados)
	$S_z$	$S_e$	$S_n$	
7.00	0.4842	0.8744	0.0330	65.2002
8.00	0.6541	0.7502	-0.0969	58.6378
9.00	0.7927	0.5749	-0.2028	51.7835
10.00	0.8906	0.3604	-0.2775	44.7795
11.00	0.9410	0.1213	-0.3160	37.7005
12.00	0.9405	-0.1260	-0.3157	30.5972
13.00	0.8891	-0.3647	-0.2765	23.5238
14.00	0.7905	-0.5786	-0.2010	16.5819
15.00	0.6511	-0.7530	-0.0946	10.1090
16.00	0.4807	-0.8762	0.0356	5.9769
17.00	0.2908	-0.9396	0.1807	8.7059
18.00	0.0942	-0.9390	0.3309	14.9084
19.00	-0.0955	-0.8744	0.4758	21.7848
20.00	-0.2654	-0.7502	0.6056	28.8388

Tabla 12. Vector  $S$  y ángulo de incidencia para torre solar de Sevilla el 29 de julio

Como ya se ha mencionado con anterioridad, el estudio del ángulo de incidencia y de los ángulos que lo relacionan se realizará durante las horas del día en las que hay radiación ya que, cuando el sol está oculto no habrá dicho ángulo de incidencia

Finalmente, y como se quería calcular en este apartado, se obtiene los valores de los ángulos de incidencia para torre solar a cada hora del día:

Horas del día	Coseno del ángulo de incidencia $[\cos(\theta_i)]$
7.00	0.4194
8.00	0.5204
9.00	0.6186
10.00	0.7098
11.00	0.7912
12.00	0.8608
13.00	0.9169
14.00	0.9584
15.00	0.9845
16.00	0.9946
17.00	0.9885
18.00	0.9663
19.00	0.9286
20.00	0.8760

Tabla 13. Coseno del ángulo de incidencia para torre solar en Sevilla el 29 de julio

Para este caso, el momento del día en el que el ángulo de incidencia es mínimo se corresponde con las 16:00 horas. Es, por lo tanto, el momento del día en el que el coseno del ángulo de incidencia es mayor, que se traduce en una menor variación de la DNI a la hora de calcular la apertura efectiva del DNI.

### 9.1.3. COMPARATIVA DE LAS TRES TECNOLOGÍAS

Para hacerse una idea de la influencia del ángulo de incidencia para cada una de las tecnologías a estudiar, se representará en un gráfico la apertura efectiva del DNI ( $DNI \cdot \cos(\theta)$ ) únicamente para el mes de julio:

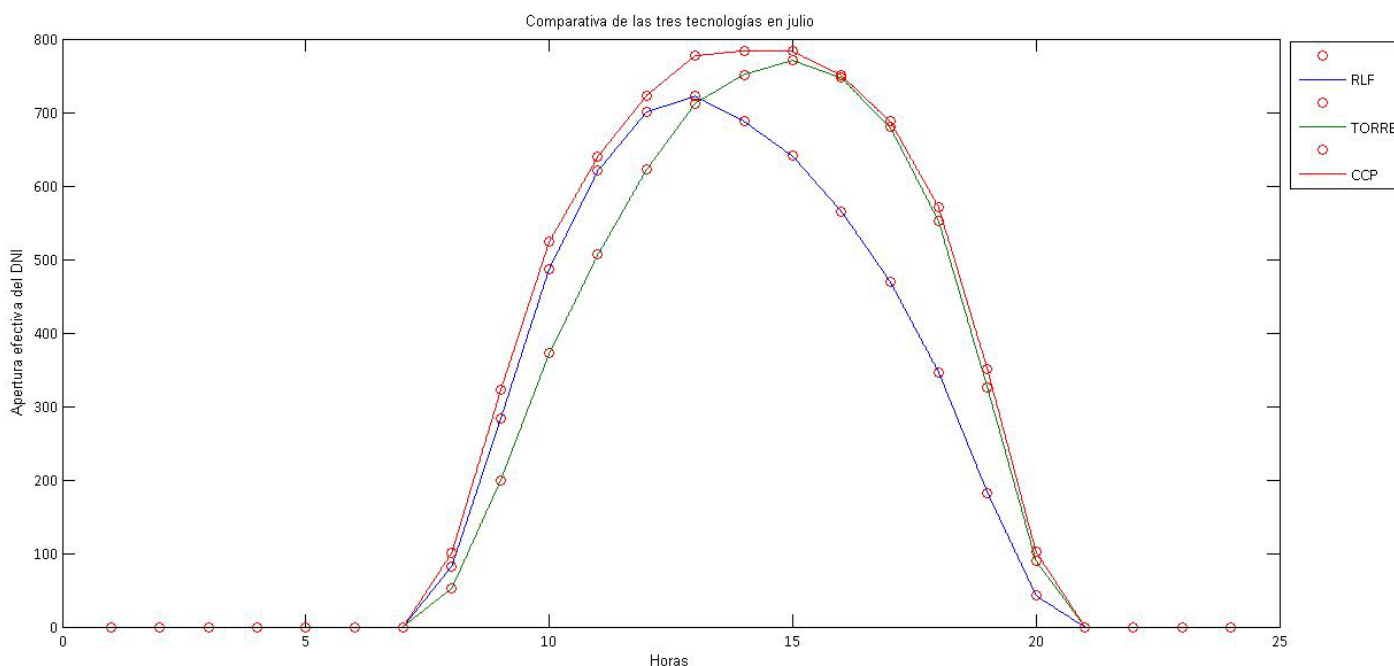


Figura 34. Apertura efectiva del DNI de Sevilla para CCP, RLF y torre solar

Como se puede observar, los valores de apertura efectiva de DNI más altos se dan en los CCP (colectores cilindro parabólicos-línea roja), ya que, para el caso a estudiar, su ángulo de incidencia valdrá siempre 0 (como ya se explicó antes), haciendo así unitario su coseno. Por lo tanto, para el CCP la apertura efectiva del DNI coincide con el DNI, y es por ello por lo que tiene los valores más altos.

En las otras dos tecnologías suceden cosas a tener en cuenta.

En el caso del RLF (Reflectores Lineales de Fresnel-línea azul), los valores obtenidos de apertura efectiva del DNI son los más bajos, más incluso que en el de torre solar (línea verde). Esto puede deberse a el número de ejes de seguimiento que posee cada tecnología. En la tecnología del RLF se tiene un eje de seguimiento solar, que consigue que los reflectores se vayan moviendo en función de la posición del Sol, pero rotando sobre un único eje. Sin embargo, los heliostatos propios de la torre solar poseen dos ejes de seguimiento solar, lo cual

hace más preciso dicho seguimiento a lo largo de todo el día, lo que supone una disminución del ángulo de incidencia y, por tanto, un mayor coseno de dicho ángulo. A mayor coseno del ángulo de incidencia, mejor será el seguimiento de cada tecnología, lo que se traduce en una mejor radiación incidente en dicho colector/heliostato.

Además sucede que, para este mes de julio, las curvas referidas a los RLF y a torre solar se aproximan cada una a un lateral de la curva de CCP. La curva del RLF se inclina ligeramente hacia la izquierda, aproximándose así a la línea roja del CCP, mientras que la curva de torre solar lo hace hacia la derecha, acercándose al lateral derecho de la línea roja del CCP. Esto significa básicamente que el seguimiento en las primeras horas del día es más preciso para RLF y en las últimas horas del día para los heliostatos de la torre solar.

#### **9.1.4. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA CURVA DE DURACIÓN**

Por lo tanto, la primera misión de este proyecto será transformar la gráfica de los datos del DNI las 24 horas del día los 12 meses del año a una curva de duración, es decir, el objetivo será modificar una gráfica que te da los valores de la radiación a cada hora del día durante los doce meses del año en una gráfica que te de las horas totales al año a partir de la cual se ha tenido una radiación o valores superiores a esa radiación. No se puede olvidar que todas estas radiaciones se verán afectadas por el coseno del ángulo de incidencia de cada tecnología.

La curva de duración se trata, entonces, de una gráfica de valores acumulados.

Para conseguir la cantidad de horas a las cuales se ha tenido una radiación o valores superiores a ésta, se ha realizado por dos métodos:

- Método de curvas de nivel
- Método de cortes con las gráficas

Ambos métodos son prácticamente los mismos, aunque su procedimiento sea diferente. La principal diferencia entre ambos métodos es que en el método de cortes se trabaja únicamente en 2-D, mientras que en el método de curvas de nivel se ayuda de gráficas en 3-D para poder llevarlo a cabo.

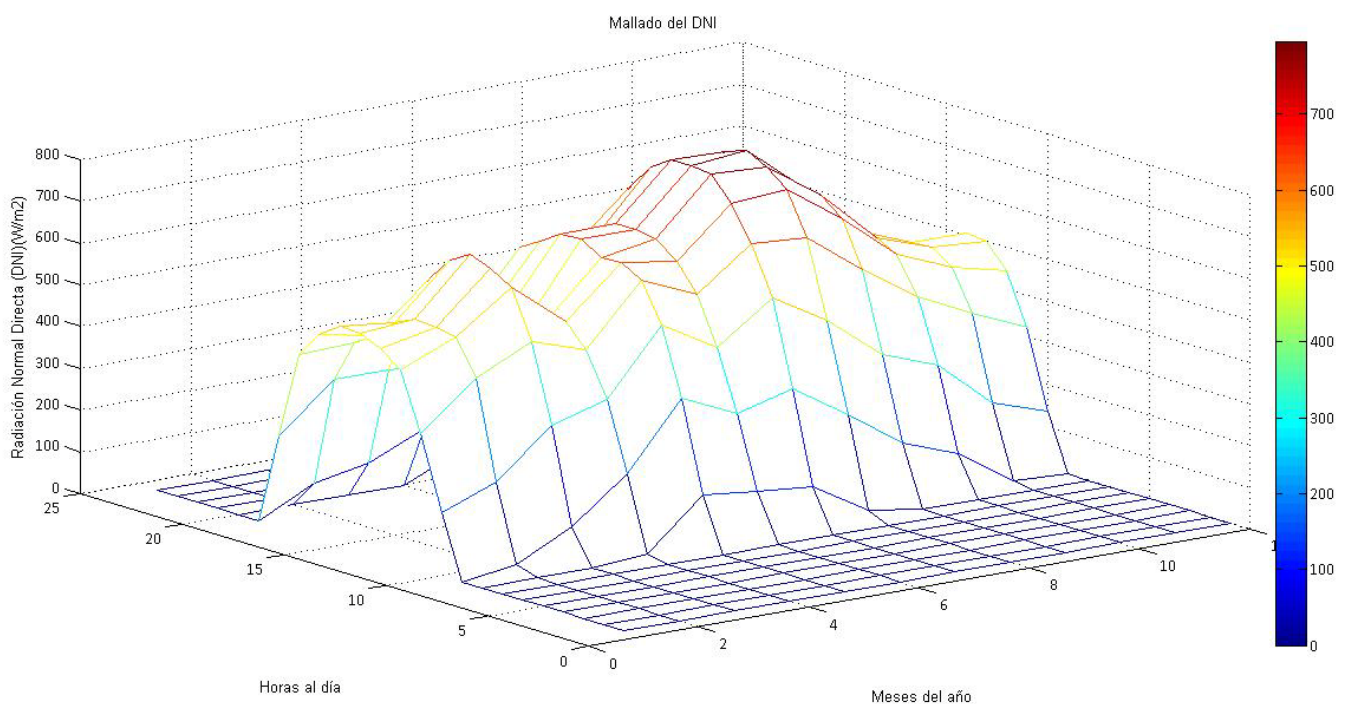
##### **9.1.4.1. MÉTODO DE CURVAS DE NIVEL**

Las curvas de nivel son aquellas líneas en una gráfica que unen todos los puntos que tienen igualdad de condiciones y de altura. Para el caso a estudiar, la altura se corresponderá con los valores de radiación que, mediante curvas de nivel, dibujarán una gráfica con forma de montaña en 3-D, situada sobre un plano horizontal, donde se sitúan las horas.

Para conseguir las curvas de nivel en este método servirá de herramienta la función “*Contour*” del programa *Matlab*.

Antes de introducir los valores de la radiación normal directa, se debe tener en cuenta que, en el caso a estudiar, importa el producto de esta por el coseno del ángulo de incidencia ( $DNI \cdot \cos(\theta)$ ), es decir, importa la apertura efectiva del DNI ( $I$ ). Es por ello que, antes de introducir dichos valores de DNI, habrá que multiplicarlos por estos cosenos, los cuales variarán en función del tipo de colector que se estudie. Como el método empleado en este estudio es el del corte con las gráficas, en la explicación de este método se introducirán los valores del DNI para el caso del colector cilindro parabólico (CCP), en el cual para calcular su apertura efectiva, se multiplicará el DNI por el coseno de 0, es decir, por uno. Por lo tanto, en el caso de CCP, la radiación normal directa (DNI) coincide con la apertura efectiva del DNI.

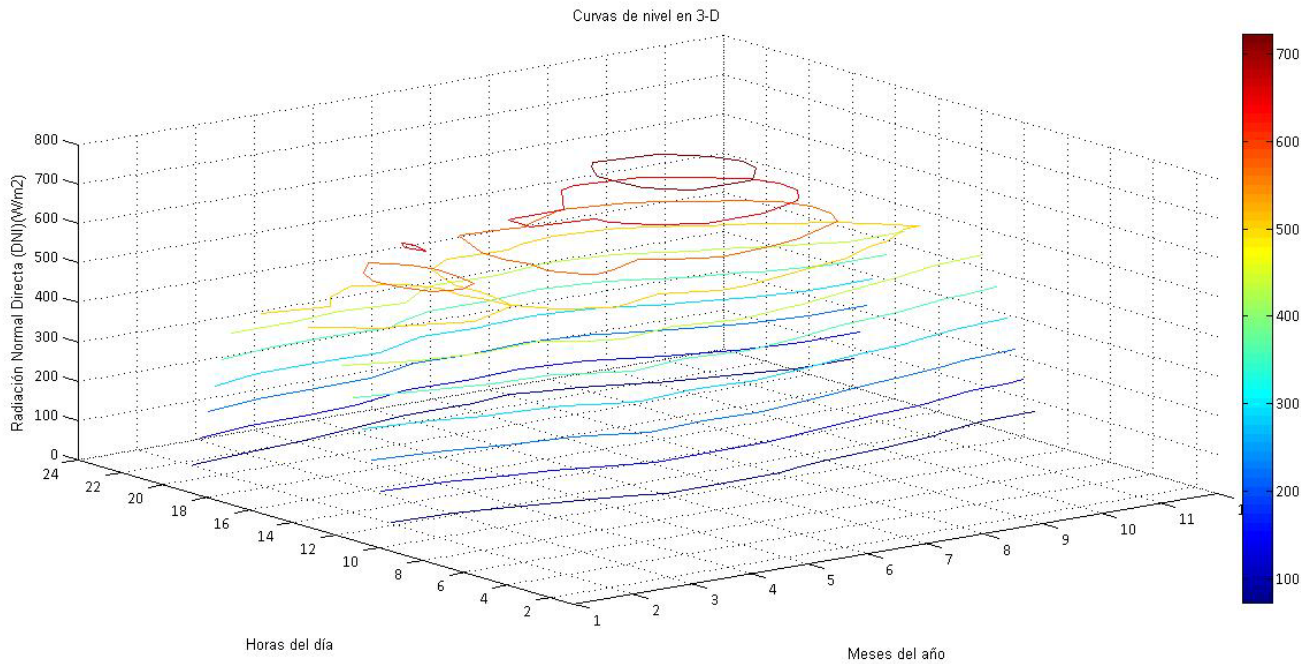
Introduciendo los valores de la radiación normal directa y aplicando un mallado ("mesh" en *Matlab*) se conseguirá lo siguiente, que ayudará a entender mejor las curvas de nivel:



**Figura 35. Función Mesh para el DNI de Sevilla durante los meses patrón del año**

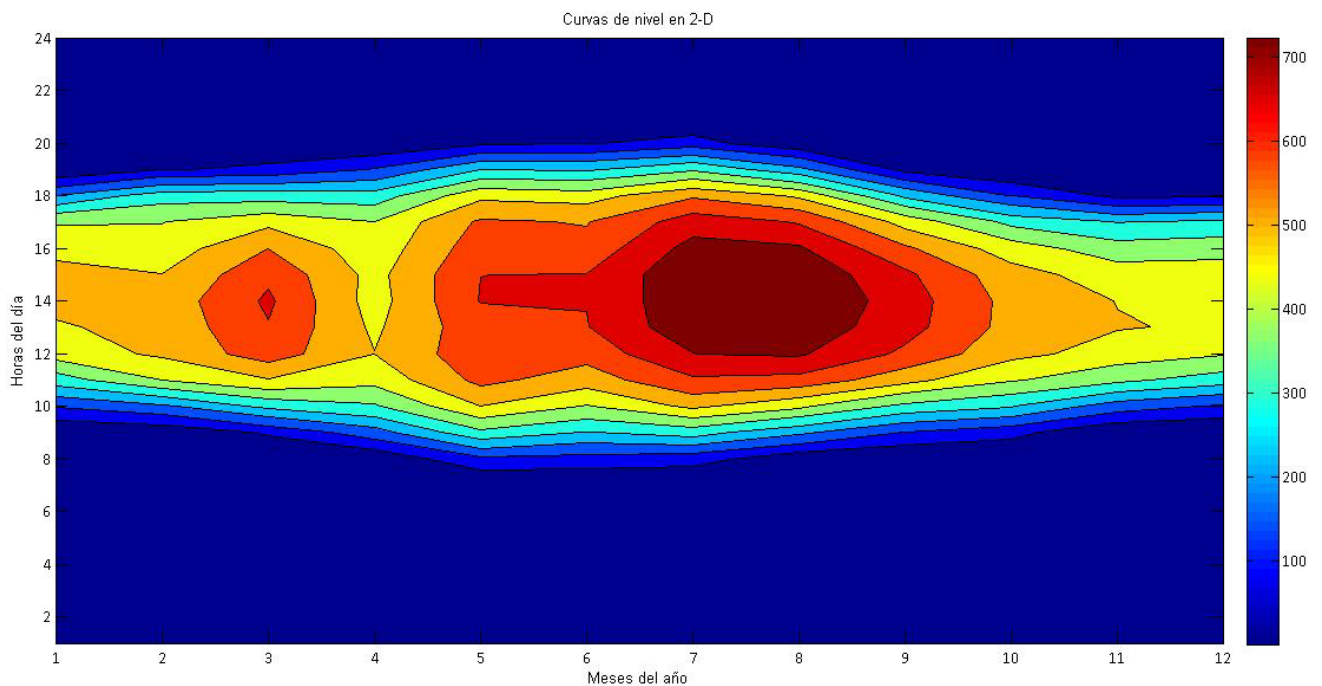
Igual que en los mapas topográficos se emplean las curvas de nivel para representar la altura de las montañas, las curvas de nivel de este método representarán la radiación normal directa que hay (en Sevilla para el caso a estudiar). A los pies de esa gráfica se sitúan los valores más bajos del DNI, y a medida que se asciende por la "montaña" se van alcanzando valores más altos, hasta llegar al máximo de  $796 \text{ W/m}^2$ .

Así, las curvas de nivel se formarán al realizar los cortes que se vean necesarios a diferentes alturas de la gráfica, de tal manera que la gráfica queda de la siguiente forma:



**Figura 36. Radiación Normal Directa durante todos los meses del año en Sevilla**

Una visualización de la gráfica anterior desde la parte de arriba dará lugar a las curvas de nivel que, a través de la función “*Contour*” del *Matlab* quedan:



**Figura 37. Función Contour del DNI durante todos los meses del año**

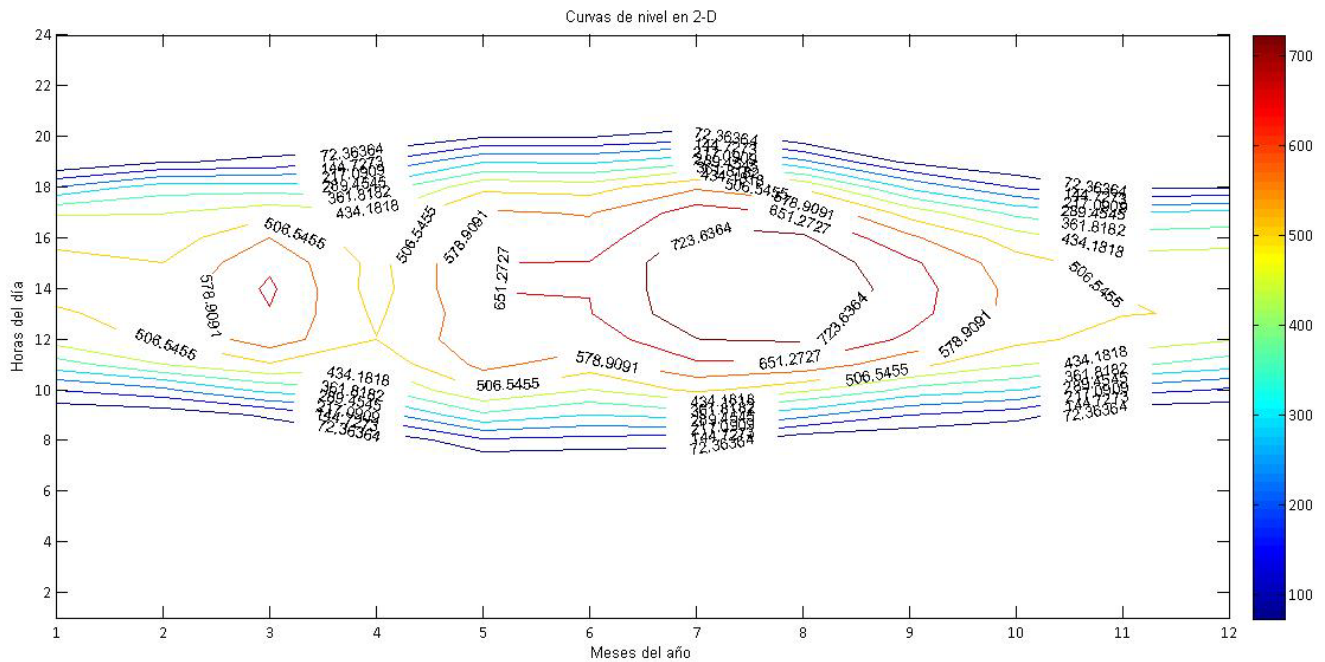


Figura 50. Radiación Normal Directa de Sevilla durante todos los meses del año con etiquetas de valores de DNI

Ambas gráficas se corresponden a las mismas curvas de nivel, solo que se diferencian en la forma de representarlas. En la primera se ha coloreado por dentro las curvas de nivel, siendo de tonos cálidos las curvas de nivel de mayor radiación (colores granate, rojo, naranja, etc.) y de tonos fríos las de menor radiación (azules, verdes, amarillos, etc.).

En la segunda gráfica se ha tenido en cuenta los valores exactos a los que se encuentran las curvas de nivel, apuntando sobre cada una de ellas su valor exacto de DNI.

Como se ha mencionado anteriormente, las diferentes alturas (curvas de nivel) de la "montaña" representada en la gráfica de la Figura 47 (también vale la Figura 48) se corresponden con las diferentes radiaciones, y dicho gráfico se sitúa sobre un plano horizontal, formado por dos ejes: el eje 'x', donde se sitúan todos los meses del año (del mes 1 al 12), y el eje 'y' que se corresponde con las horas del día (desde la 1:00 hasta las 24:00 horas). Es por lo tanto preciso decir que cada curva de nivel encierra un área, que se corresponderá con las horas totales al año a la que ha tenido lugar esa radiación o una mayor. No obstante, en la tabla del DNI de Sevilla facilitada por el tutor dan los valores de la radiación de un solo día cada mes, siendo estos valores la media de la radiación de todos los días de ese mismo mes. Por lo tanto, para conseguir una radiación aproximada de todo el mes habría que multiplicar la radiación media de ese día por treinta días, para tener un valor más concreto del mes. Este paso se realiza también para el resto de los meses, convirtiendo la radiación que antes se tenía de los doce días medios (un día medio por mes) en la radiación de un año entero (360 días para ser más preciso).

$$DNI \text{ total del mes "i" a la hora "j"} = DNI \text{ medio del mes "i" a la hora "j"} \quad (141)$$



Siendo "*i*" los meses del año y "*j*" las horas del día.

Una vez se haya realizado esta operación, se podrá calcular las horas totales a la que ha tenido lugar una cierta radiación u otra mayor a ésta. Se realizará, como ya se ha comentado, calculando el área encerrada en cada curva de nivel, a través de la función del *Matlab* "*Polyarea*".

Con las áreas de cada curva se obtienen las horas de radiación, por lo tanto ya se podría representar la curva de duración con estos datos.

#### 9.1.4.2. MÉTODO DE CORTES CON LAS GRÁFICAS

Este método será el empleado a nivel práctico aunque de las dos formas se podría llegar al mismo resultado.

Para este método se parte de la gráfica de la Figura 45. Se trata, como en el método de las curvas de nivel, de realizar cortes a diferentes alturas de la gráfica y obtener los intervalos de horas a las que ha tenido lugar una radiación determinada o superior a ella. Para hacer más entendible la explicación, se simplificará para un único mes, en de julio por ejemplo y para una única tecnología, como la del Fresnel:

La radiación afectada por el ángulo de incidencia para un colector tipo Fresnel en el mes de julio tiene la forma:

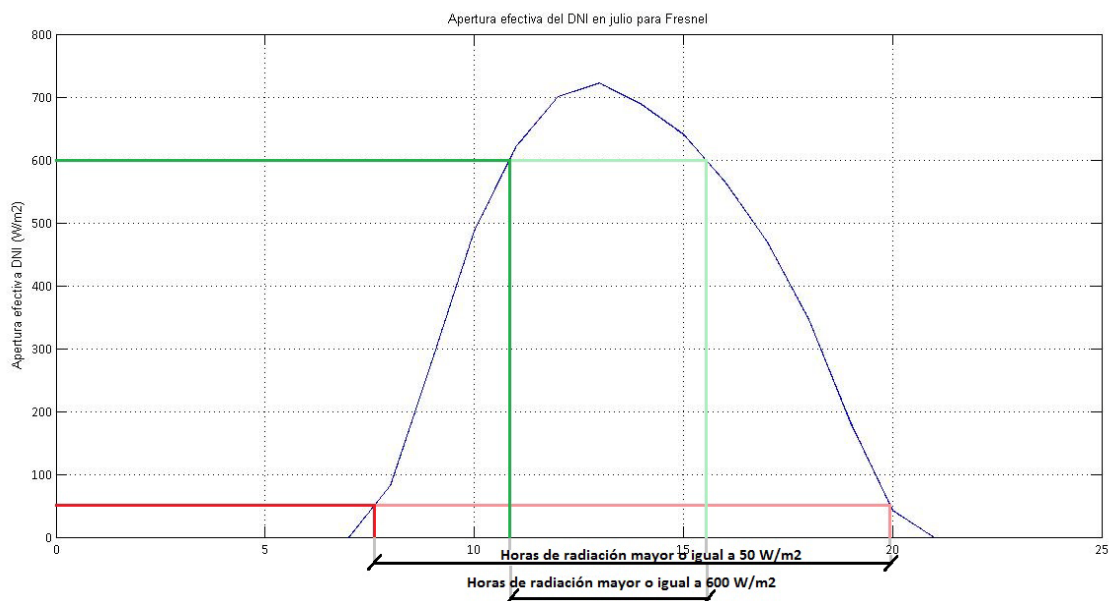


Figura 51. Ejemplo del método de cortes con gráfica con dos valores de radiación

Como se puede entender en el dibujo, el método de cortes con las gráficas consistirá entonces en cortar tantas veces como se quiera la gráfica, y obteniendo los intervalos de horas a los que existe cierto valor de radiación o mayor que éste.

En el caso de estudio se decidió realizar cortes en intervalos de 50 en  $50\text{W/m}^2$ , realizando así un total de 15 cortes a las alturas, por tanto, de 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650, 700 y  $750\text{W/m}^2$ . En ningún mes se da el caso que la apertura efectiva del DNI supere los  $800\text{W/m}^2$  y en otros meses se da el caso que no hace falta realizar tantos cortes, ya que la radiación no llega a la altura a la que se quisiera hacer el corte.

En la gráfica anterior se ha representado únicamente dos cortes (el de 50 y el de  $600\text{W/m}^2$ ) para facilitar su visión, aunque este paso habría que realizarlo para todos los cortes explicados en el párrafo anterior.

Para realizar estos cálculos de los intervalos de horas de forma exacta, se volverá a hacer uso del Matlab, el cual sacará los valores precisos de las abscisas (horas) a las cuales se realizarán los cortes. Para el ejemplo mostrado en el gráfico, por ejemplo, se obtendrá un intervalo de horas a  $50\text{W/m}^2$  de 12.38 horas, puesto que la línea marcada en rojo a  $50\text{W/m}^2$  corta a la parábola primero en  $x=7.57\text{horas}$  y luego en  $x=19.95\text{horas}$ .

La línea marcada en verde a una altura de  $600\text{W/m}^2$  corta a la gráfica en  $x=10.83\text{horas}$  y en  $x=15.57\text{horas}$ , por lo tanto el intervalo de horas a las cuales se ha tenido una radiación igual o mayor de  $600\text{W/m}^2$  es de 4.74 horas (la diferencia entre las 'x').

No obstante, los valores de las horas obtenidas corresponden únicamente al día medio de un mes, es decir, es la radiación de un solo día. Como en el caso a estudiar se necesitan las horas de todos los días del año, habrá que multiplicar las horas obtenidas por 30 (media de los días de un mes). Por lo tanto, el intervalo de horas al año a las que se tiene una radiación de  $50\text{W/m}^2$  o superior será de 371.4 horas  $\left(12.38 \frac{\text{horas}}{1 \text{ día}} \cdot 30 \text{ días}\right)$ . Lo mismo sucede con la radiación de  $600\text{W/m}^2$ , consiguiéndose 142.2 horas al año de esta radiación o superior a esta.

Este paso habrá que realizarlo para todos los cortes que se han estimado, es decir, otras trece veces en los meses de mayor radiación, menos veces si la radiación es más baja.

#### **9.1.5. RESULTADO DE LA CURVA DE DURACIÓN**

Todos estos pasos han sido para calcular los intervalos de horas de un solo mes (mes de julio en este caso). Para conseguir los intervalos de horas de todo el año, habrá que repetir este proceso para los doce meses de año. Entonces, para obtener las horas totales al año a las que ha existido una radiación mayor o igual a cierto valor, habrá que sumar los intervalos de los doce meses, quedando lo siguiente:



Apertura efectiva del DNI ( $\text{W/m}^2$ )	Horas anuales en CCP	Horas anuales en RLF	Horas anuales en TORRE SOLAR
50	3932.4	3796.8	3831.3
100	3666.0	3512.4	3542.1
150	3476.7	3277.5	3328.5
200	3302.7	3060.9	3128.4
250	3131.4	2829.6	2931.9
300	2957.7	2589.9	2729.1
350	2754.6	2290.5	2497.5
400	2399.7	1965.6	2144.4
450	2236.5	1534.5	1871.1
500	1717.5	1011.9	1279.2
550	1200.3	750.0	934.2
600	957.9	417.9	694.8
650	601.2	209.4	332.4
700	297.3	117.3	220.0
750	209.1	0.0	118.2
800	0.0	0.0	0.0

Tabla 14. Número de horas anuales a cierta radiación o mayor para CCP, RLF y torre solar

En la anterior tabla, a una apertura efectiva del DNI de  $800\text{W/m}^2$  no hay radiación a lo largo de todo el año, por lo que las horas a esa radiación serán nulas para las tres tecnologías.

Con los datos obtenidos en la tabla e introduciéndolos en *Matlab*, ya podremos obtener por fin la curva de duración para cada una de las tecnologías (CCP, RLF y torre solar):

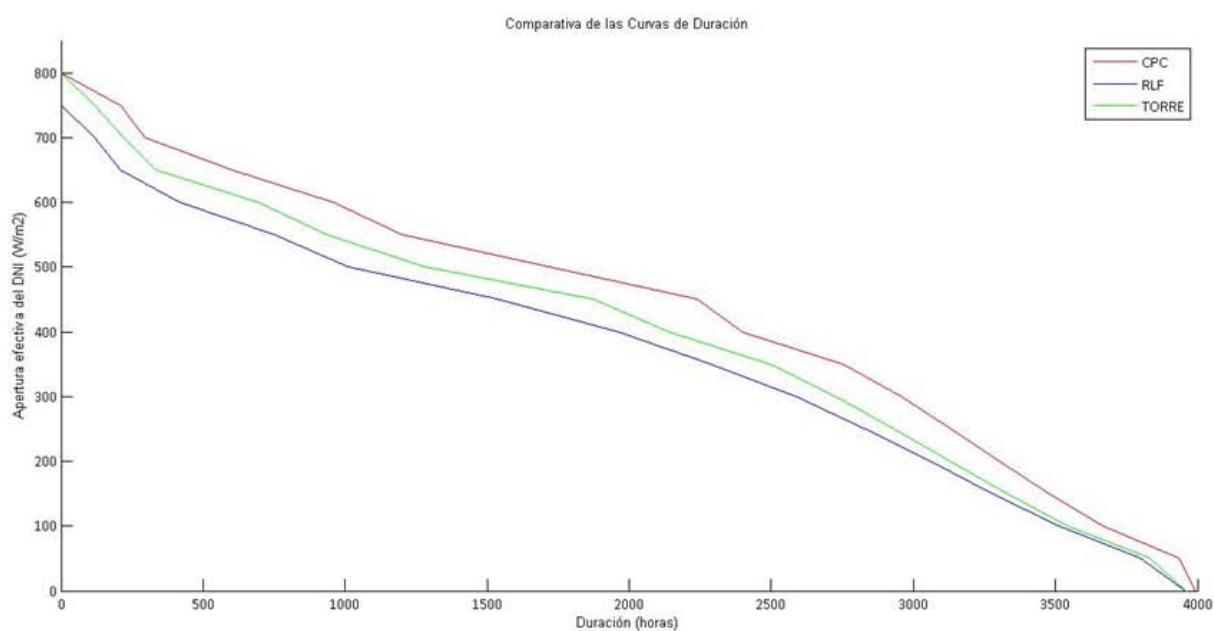


Figura 38. Curvas de duración para CCP, RLF y torre solar

En esta gráfica se observa que la tecnología con la cual se obtienen durante más horas unas radiaciones mayores es la del CCP (o CPC), puesto que, como se menciona durante todo el estudio, se consideró nulo el ángulo de incidencia para los CCP, por lo tanto su apertura efectiva del DNI ( $DNI \cdot \cos(\theta)$ ) será siempre el propio DNI. En cambio, en las otras dos tecnologías hubo que multiplicar cada DNI por el coseno del ángulo de incidencia, lo que reduce los valores obtenidos de las aperturas efectivas del DNI, colocando las curvas de RLF (o RLF) y la de torre solar por debajo de la del CCP.

La línea verde, correspondiente a la curva de duración de la torre solar se encuentra por encima de la de RLF debido, como también se explicó anteriormente, a que posee dos ejes de seguimiento, frente al único eje de seguimiento del RLF. Esto se traduce en un seguimiento más preciso del movimiento del sol, reduciendo así todo lo posible el ángulo de incidencia con el colector.

Por lo tanto, una vez se ha obtenido las curvas de duración de las tres tecnologías, se procederá al estudio objetivo, es decir, el del cálculo de la optimización de la radiación para colectores cilindro parabólicos, Fresnel y torre solar sin almacenamiento de energía (ni hibridación).

## 9.2. RESULTADOS DEL ALGORITMO TERMODINÁMICO DEL DISEÑO DE LA RADIACIÓN ÓPTIMA

A continuación se expondrán los resultados obtenidos del estudio, empezando por los resultados del colector cilindro parabólico, continuando con el de Fresnel y finalizando con el de torre solar.

### 9.2.1. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS (CCP)

En el paso 1 del algoritmo termodinámico del diseño de la radiación óptima se pide especificar los datos de estudio, que son:

- Temperatura ambiente:  $T_a = 30^\circ C = 303K$
- Rendimiento óptico de campo de colectores:  $\eta_o = 0.7$
- Coeficiente de pérdida de calor basado en el área de apertura:  $U_L = 0.1 \frac{W}{m^2 \cdot K}$
- Temperatura de salida del colector:  $T_2 = 390^\circ C = 663K$
- Fuerza impulsora de temperatura (Pinch-Point):  $\Delta T_{min} = 10K$
- Temperatura de entrada a la turbina:  $T_5 = 350^\circ C = 623K$
- Presión de entrada a la turbina:  $P_5 = 100bar$
- Factor de pérdidas internas de la turbina:  $y = 0.2$
- Área de apertura del colector:  $A_p = 10000m^2$
- Presión de condensación:  $P_{cond} = 0.1bar$
- Baja relación de la turbina ( $P_{min}/P_{máx}$ ):  $r = 0.2$

Con estos datos de estudio introducidos, y una vez calculado el valor de  $\Delta T$  según la Ecuación (130), se procede a calcular, siguiendo todos los pasos correctamente y a través de iteraciones, el valor final de la radiación óptima de diseño:

PARÁMETRO	1ª ITERACIÓN	2ª ITERACIÓN	3ª ITERACIÓN
$I_D (W/m^2)$	$I_D = I_{m\acute{a}x} = 796$	676.87	670.97
$I_C (W/m^2)$	368.12	328.413	326.44
$f(I_C) (horas)$	2626.70	2842.60	2850.70
$f(I_{D,opt}) (horas)$	437.78	473.77	475.12
$I_{D,opt} (W/m^2)$	676.89	670.97	670.74

Tabla 15. Resultado de las iteraciones del modelo matemático para CCP

Para la primera iteración se usará  $I_D = I_{m\acute{a}x} = 796 \frac{W}{m^2}$ , correspondiente al mes de agosto a las 13:00h. El valor de esa  $I_D$  se introduce en la Ecuación (114) y se obtiene el valor de  $I_C$  en su primera iteración. Con dicho valor se accede a la curva de duración para el CCP y se obtienen las horas a las que se ha tenido esa radiación o mayor que ella.

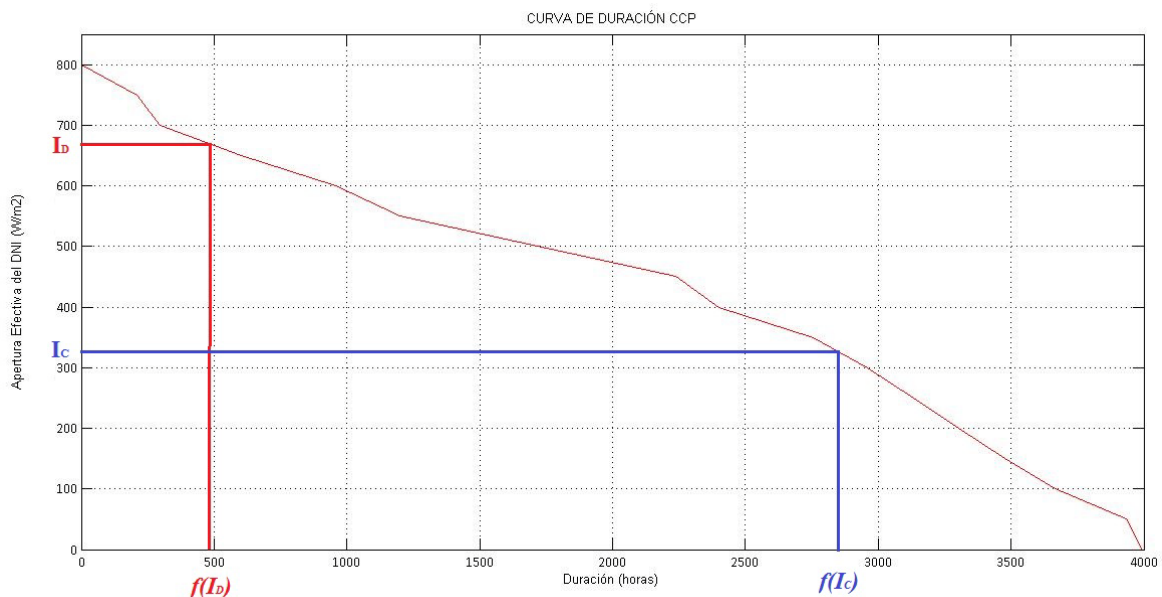


Figura 393. Curva de duración para CCP

El valor de estas horas obtenidas  $f(I_C)$  se utilizará en la Ecuación (110) para calcular el valor de las horas para la radiación óptima de diseño en su primera iteración, es decir, para  $f(I_{D,opt})$ . Ahora se vuelve a la curva de duración y se acaba obteniendo el valor de la radiación óptima de diseño,  $I_{D,opt}$ , en su primera iteración.

Para conseguir el resultado lo más exacto posible se repite este mismo proceso otras dos veces más, consiguiendo así en la tercera iteración que el resultado más o menos converja en una solución aproximada, que será el resultado final del estudio.

Para este caso de colector cilindro parabólico se obtiene una radiación óptima de diseño de  $670.97 \text{ W/m}^2$ .

### 9.2.2. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA COLECTORES TIPO FRESNEL

Para calcular la radiación óptima de diseño para colectores tipo Fresnel, se repetirá el apartado anterior para los siguientes datos de estudio:

- Temperatura ambiente:  $T_a = 30^\circ\text{C} = 303\text{K}$
- Rendimiento óptico de campo de colectores:  $\eta_o = 0.6$
- Coeficiente de pérdida de calor basado en el área de apertura:  $U_L = 0.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$
- Título de vapor a la salida del colector:  $x_2 = 0.5$
- Presión de entrada al colector:  $P_1 = 100\text{bar}$
- Temperatura de entrada a la turbina:  $T_5 = 410^\circ\text{C} = 683\text{K}$
- Presión de entrada a la turbina:  $P_5 = 100\text{bar}$
- Factor de pérdidas internas de la turbina:  $y = 0.2$
- Presión de condensación:  $P_{\text{cond}} = 0.1\text{bar}$
- Área de apertura del colector:  $A_p = 10000\text{m}^2$
- Baja relación de la turbina ( $P_{\text{min}}/P_{\text{máx}}$ ):  $r = 0.2$

La temperatura ambiente, la presión de condensación, la baja relación de la turbina, el área de apertura del colector y el factor de pérdidas internas de la turbina permanecen iguales que para el caso de CCP, modificando únicamente los parámetros descritos.

Una vez calculado la  $\Delta T$  como la diferencia entre la temperatura media del colector y la temperatura ambiente ( $\Delta T = T_m - T_a$ ) se procede a calcular la radiación óptima de diseño para un RLF, por medio de iteraciones, como en el caso anterior:

PARÁMETRO	1ª ITERACIÓN	2ª ITERACIÓN	3ª ITERACIÓN
$I_D \text{ (W/m}^2\text{)}$	$I_D = I_{\text{máx}} = 722.07$	595.49	590.48
$I_C \text{ (W/m}^2\text{)}$	279.89	237.70	236.02
$f(I_C) \text{ (horas)}$	2686.80	2886.90	2894.7
$f(I_{D,\text{opt}}) \text{ (horas)}$	447.80	481.15	482.45
$I_{D,\text{opt}} \text{ (W/m}^2\text{)}$	595.49	590.48	590.28

Tabla 16. Resultado de las iteraciones para el modelo matemático para RLF

Para la primera iteración se usará  $I_D = I_{\text{máx}} = 722.07 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ , correspondiente al mes de julio a las 12:00h. Las iteraciones siguen el mismo proceso que en el caso anterior.

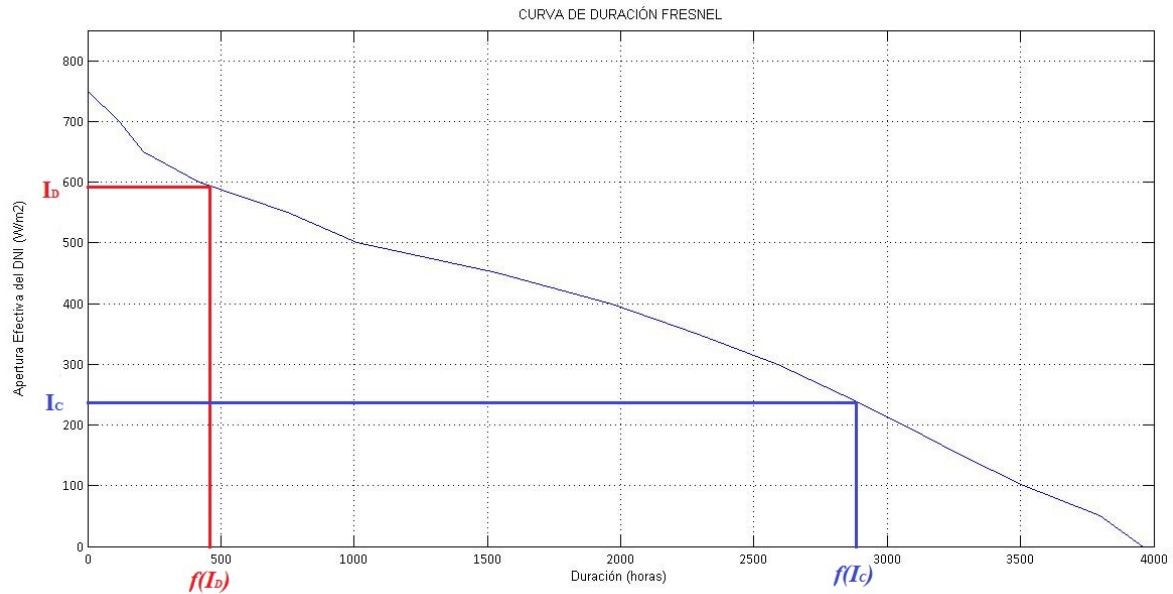


Figura 54. Curva de duración para RLF

Por lo tanto, para el caso de los reflectores lineares Fresnel su radiación óptima de diseño es de  $590.48 \text{ W/m}^2$ .

### 9.2.3. RADIACIÓN ÓPTIMA PARA TORRE SOLAR

Para el caso de torre solar, los datos de estudio que permanecen constantes respecto al caso anterior del RLF son la temperatura ambiente, el coeficiente de pérdida de calor, el título de vapor a la salida del colector, el factor de pérdidas internas de la turbina, la baja relación de la turbina y la presión de condensación.

- Temperatura ambiente:  $T_a = 30^\circ\text{C} = 303\text{K}$
- Rendimiento óptico de campo de colectores:  $\eta_o = 0.76$
- Coeficiente de pérdida de calor basado en el área de apertura:  $U_L = 0.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$
- Título de vapor a la salida del colector:  $x_2 = 0.5$
- Presión de entrada al colector:  $P_1 = 120\text{bar}$
- Temperatura de entrada a la turbina:  $T_5 = 410^\circ\text{C} = 683\text{K}$
- Presión de entrada a la turbina:  $P_5 = 120\text{bar}$
- Factor de pérdidas internas de la turbina:  $y = 0.2$
- Presión de condensación:  $P_{\text{cond}} = 0.1\text{bar}$
- Área de apertura del colector:  $A_p = 100000\text{m}^2$
- Baja relación de la turbina ( $P_{\text{min}}/P_{\text{máx}}$ ):  $r = 0.2$

Con estos datos y una vez calculado  $\Delta T$  como en el caso anterior, se procede a calcular, a través del mismo proceso que en los dos casos anteriores, la radiación óptima de diseño para la torre solar:

PARÁMETRO	1ª ITERACIÓN	2ª ITERACIÓN	3ª ITERACIÓN
$I_D (W/m^2)$	$I_D = I_{m\acute{a}x} = 770.86$	631.97	627.68
$I_C (W/m^2)$	287.90	241.60	240.17
$f(I_C) (horas)$	2778.50	2965.20	2970.90
$f(I_{D,opt}) (horas)$	463.08	494.20	495.15
$I_{D,opt} (W/m^2)$	631.97	627.68	627.55

Tabla 17. Resultado de las iteraciones para el modelo matemático para torre solar

Para la primera iteración se utiliza  $I_D = I_{m\acute{a}x} = 770.86 \frac{W}{m^2}$ , perteneciente al mes de julio a las 14:00h. El proceso iterativo es exactamente igual que en el caso anterior del fresnel.



Figura 55. Curva de duración para torre solar

Por tanto, la radiación óptima de diseño para torre solar es de  $627.68 \frac{W}{m^2}$ .

#### 9.2.4. CONCLUSIONES DE LAS RADIACIONES ÓPTIMAS

Una vez obtenidas las radiaciones óptimas para las tres tecnologías de CCP, RLF y torre, queda el siguiente cuadro:

TIPO DE CONCENTRADOR	Colector Cilindro Parabólico (CCP)	Reflector Lineal Fresnel (RLF)	Torre Solar
RADIACIÓN ÓPTIMA ( $W/m^2$ )	670.97	590.48	627.68

Tabla 18. Resultados finales radiación óptima para CCP, RLF y torre solar

Como se puede observar, la tecnología que consigue una mayor radiación óptima es la de CCP, en segundo lugar quedaría la de torre solar y en último lugar el de RLF. El valor de esta radiación óptima depende, en una misma localización, fundamentalmente de la forma de la curva de duración. Y esta a su vez dependerá de la influencia que tenga sobre ella el coseno del ángulo de incidencia.

La radiación obtenida para el CCP es la mayor por no haberse visto influenciada por ese efecto coseno del que se habla en el anterior párrafo, ya que se supuso un ángulo de incidencia nulo durante todo el día para esta tecnología. Sin embargo, en el momento en el que toma partido el coseno de dicho ángulo, el valor de la radiación óptima se reduce en función del valor que tome el ángulo a cada hora del día.

Entre las otras dos tecnologías de Fresnel y torre solar existe también una gran variación de la radiación óptima. Esto se debe principalmente a la diferencia que existe entre ellos entre el número de ejes de seguimiento. La tecnología Fresnel, al tener un único eje de seguimiento realiza un rastreo del movimiento del Sol menos exhaustivo que la tecnología de torre solar, que tiene dos. Por tanto, en este caso, a mayor ejes de seguimiento menor ángulo de incidencia se tendrá y, por lo tanto, mayor radiación óptima se obtiene.

### 9.3. RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTES

#### 9.3.1. COSTES ÓPTIMOS PARA CCP

Para el cálculo del coste óptimo se ha estudiado en intervalos de radiación de 50 en 50, yendo desde los  $200\text{W/m}^2$  hasta los  $750\text{W/m}^2$ . Cabe destacar que a cada radiación le corresponden un número de horas de operación ( $H_{op}$ ) y una potencia ( $P_D$ ) determinadas. Por lo tanto, para cada radiación se tendrán unos costes diferentes, del cual se quiere obtener el óptimo.

Datos económicos:

- Inversión:
  - Coste del campo de colectores CCP:  $C_{CCP} = 250 \frac{\$}{\text{m}^2}$
  - Coste del intercambiador:  $C_{interc} = 41.67 \frac{\$}{\text{kW}_{th}}$
  - Coste del bloque de potencia:  $C_{bp} = 980 \frac{\$}{\text{kW}_e}$
  - Coste del terreno:  $C_t = 1.67 \frac{\$}{\text{m}^2}$
  - Coste de la mano de obra:  $C_{mo} = A \cdot P_D + B \cdot P_D^2$  siendo:  $\begin{cases} A = 169.3 \\ B = -5.3 \cdot 10^{-4} \end{cases}$
  - Costes varios:  $C_v = 183.33 \frac{\$}{\text{kW}_e}$
- Operación y mantenimiento:
  - Costes anual del recambio de componentes del campo solar: *2.5% del coste del campo de colectores CCP*
  - Coste anual de operación y mantenimiento: *3% del coste del equipo*
- Parámetros financieros:
  - Tasa de descuento:  $k_d = 10\%$
  - Vida útil de la instalación:  $n = 30$  años

Por lo tanto, siendo  $m_D$  el flujo de masa (aceites sintéticos/orgánicos en este caso) que circula por la turbina,  $P_D$  la potencia de diseño de la turbina y  $E_{neta}$  la producción de la instalación, quedan los siguientes resultados:

$I_D$ (W/m <sup>2</sup> )	$m_D$ (kg/s)	$P_D$ (MW)	$E_{neta}$ (MWh/año)	RESULTADOS ECONÓMICOS		
				$C_{inv}$ (miles\$)	$C_{OyM}$ (miles\$)	LCOE (\$/kWh)
200	0.1175	0.0770	257.7	2632.6	66.06	1.3400
250	0.2456	0.1609	510.8	2759.0	69.39	0.7089
300	0.3737	0.2448	734.1	2885.4	72.72	0.5160
350	0.5018	0.3287	918.0	3011.8	76.05	0.4309
400	0.6299	0.4126	1003.9	3138.2	79.38	0.4107
450	0.7581	0.4965	1125.9	3264.6	82.71	0.3810
500	0.8862	0.5804	1010.7	3390.9	86.04	0.4410
550	1.0143	0.6644	808.5	3517.3	89.36	0.5720
600	1.1424	0.7483	726.7	3643.6	92.69	0.6594
650	1.2705	0.8322	507.3	3770.0	96.02	0.9777
700	1.3986	0.9161	276.1	3896.3	99.35	1.8566
750	1.5267	1.0000	212.0	4022.6	102.68	2.4971

Tabla 19. Costes del CCP en función de la radiación

El coste óptimo para la instalación de colectores cilindro parabólico es de 0.3810\$/kWh y se produce para una radiación de 450W/m<sup>2</sup>.

La radiación a la que se encuentra el coste óptimo es siempre inferior a la radiación óptima de diseño (para CCP era de 670.97W/m<sup>2</sup>). El coste óptimo se encontrará en la radiación en la cual habrá mayor potencia de diseño de la turbina ( $P_D$ ) y, por lo tanto, mayor producción neta de la instalación anual ( $E_{neta}$ ).

Para la radiación óptima que se obtuvo anteriormente de 670.97W/m<sup>2</sup> el valor de su coste sería de 1.3776 \$/kWh, mucho mayor que el calculado como coste óptimo (0.3810\$/kWh). Esto significa que no se cumple que a la radiación óptima de diseño se tenga también el coste óptimo. Optimizar cada uno de estos factores (tanto la radiación como el coste) son dos procesos con dos resultados que no tienen por qué coincidir.

### 9.3.2. COSTES ÓPTIMOS PARA FRESNEL

En cuanto a los datos económicos del Fresnel, se mantiene todo igual salvo el coste del campo solar de colectores Fresnel y que en este caso ya no existe intercambiador de calor, por lo tanto no se tendrá en cuenta en los costes.

➤ Coste del campo de colectores Fresnel:  $C_{fresnel} = 166.67 \frac{\$}{m^2}$



Siendo  $m_D$  el flujo de masa (agua en este caso) que circula por la turbina, quedan los siguientes resultados:

$I_D$ (W/m <sup>2</sup> )	$m_D$ (kg/s)	$P_D$ (MW)	$E_{neta}$ (MWh/año)	RESULTADOS ECONÓMICOS		
				$C_{inv}$ (miles\$)	$C_{OyM}$ (miles\$)	LCOE (\$/kWh)
200	0.2886	0.1649	511.94	1903.2	47.856	0.4878
250	0.3907	0.2234	640.84	1981.0	49.869	0.4057
300	0.4929	0.2818	739.94	2058.9	51.883	0.3653
350	0.5951	0.3402	790.05	2136.7	53.896	0.3551
400	0.6973	0.3986	794.40	2214.5	55.910	0.3661
450	0.7995	0.4570	711.05	2292.3	57.923	0.4234
500	0.9016	0.5154	528.82	2370.1	59.936	0.5888
550	1.0038	0.5739	736.37	2448.0	61.949	0.7371
600	1.1060	0.6323	267.89	2525.8	63.962	1.2389
650	1.2082	0.6907	146.64	2603.6	65.975	2.3334
700	1.3104	0.7491	89.09	2681.4	67.987	3.9559
750	1.4125	0.7075	0	2759.2	7.000	4.1345

Tabla 20. Costes del RLF en función de la radiación

El coste óptimo para la instalación de colectores tipo Fresnel es de 0.3551 \$/kWh y se produce para una radiación de 350W/m<sup>2</sup>.

La radiación a la que se encuentra el coste óptimo es siempre inferior a la radiación óptima de diseño (para RLF era de 590.48 W/m<sup>2</sup>). El coste óptimo se encontrará en la radiación en la cual habrá mayor potencia de diseño de la turbina ( $P_D$ ) y, por lo tanto, mayor producción neta de la instalación anual ( $E_{neta}$ ).

Para la radiación óptima que se obtuvo anteriormente de 590.48 W/m<sup>2</sup> el valor de su coste sería de 1.1753\$/kWh, bastante mayor que el calculado como coste óptimo (0.3551\$/kWh). Por lo tanto, y como se explicó anteriormente, esto se traduce en que la radiación a la cual se encuentra el coste óptimo siempre será inferior a la radiación óptima de diseño.

### 9.3.3. COSTES ÓPTIMOS PARA TORRE SOLAR

Para el cálculo del coste óptimo en el caso de la torre solar se mantienen fijos la mayor parte de los parámetros descritos para el caso del CCP, salvo el coste del campo solar de CCP, que se cambiará por el coste del campo de heliostatos más el de la torre receptora.

➤ Coste del campo de heliostatos más la torre receptora:  $C_{helio\,st+torre} = 320 \frac{\$}{m^2}$

Siendo  $m_D$  el flujo de masa (de sales fundidas en este caso) que circula por la turbina, quedan los siguientes resultados:

$I_D$ (W/m <sup>2</sup> )	$m_D$ (kg/s)	$P_D$ (MW)	$E_{neta}$ (MWh/año)	RESULTADOS ECONÓMICOS		
				$C_{inv}$ (miles\$)	$C_{OyM}$ (miles\$)	LCOE (\$/kWh)
200	3.5760	2.044	6484	35375	890	0.7160
250	4.7403	2.710	8055	36419	917.7	0.5935
300	5.9045	3.375	9340	37462	945.3	0.5267
350	7.0687	4.041	10233	38505	972.9	0.4943
400	8.2329	4.706	10232	39547	1000.5	0.5077
450	9.3971	5.372	10191	40589	1028.1	0.5234
500	10.5613	6.038	7831	41630	1055.7	0.6988
550	11.7256	6.703	6349	42671	1083.3	0.8836
600	12.8898	7.369	5191	43711	1110.8	1.1073
650	14.0540	8.034	2708	44751	1138.3	2.1736
700	15.2182	8.700	1958	45790	1165.9	3.0760
750	16.3824	9.365	1122	46829	1193.4	5.4893

Tabla 21. Costes de la torre solar en función de la radiación

El coste óptimo para la instalación de torre solar es de 0.4943 \$/kWh y se produce para una radiación de 350W/m<sup>2</sup>.

La radiación a la que se encuentra el coste óptimo es siempre inferior a la radiación óptima de diseño (para torre solar era de 627.68 W/m<sup>2</sup>). El coste óptimo se encontrará en la radiación en la cual habrá mayor potencia de diseño de la turbina ( $P_D$ ) y, por lo tanto, mayor producción neta de la instalación anual ( $E_{neta}$ ).

Para la radiación óptima que se obtuvo anteriormente de 627.68 W/m<sup>2</sup> el valor de su coste sería de 1.6294 \$/kWh, mucho mayor que el calculado como coste óptimo (0.4943 \$/kWh).

#### 9.3.4. CONCLUSIONES DE LOS COSTES ÓPTIMOS

Los costes óptimos de diseño con sus respectivas radiaciones a las cuales se dan son:

TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTE ÓPTIMO (\$/kWh)	RADIACIÓN $I_D$ (W/m <sup>2</sup> )
Colector Cilindro Parabólico	0.3810	450
Colector tipo Fresnel	0.3551	350
Torre solar	0.4943	350

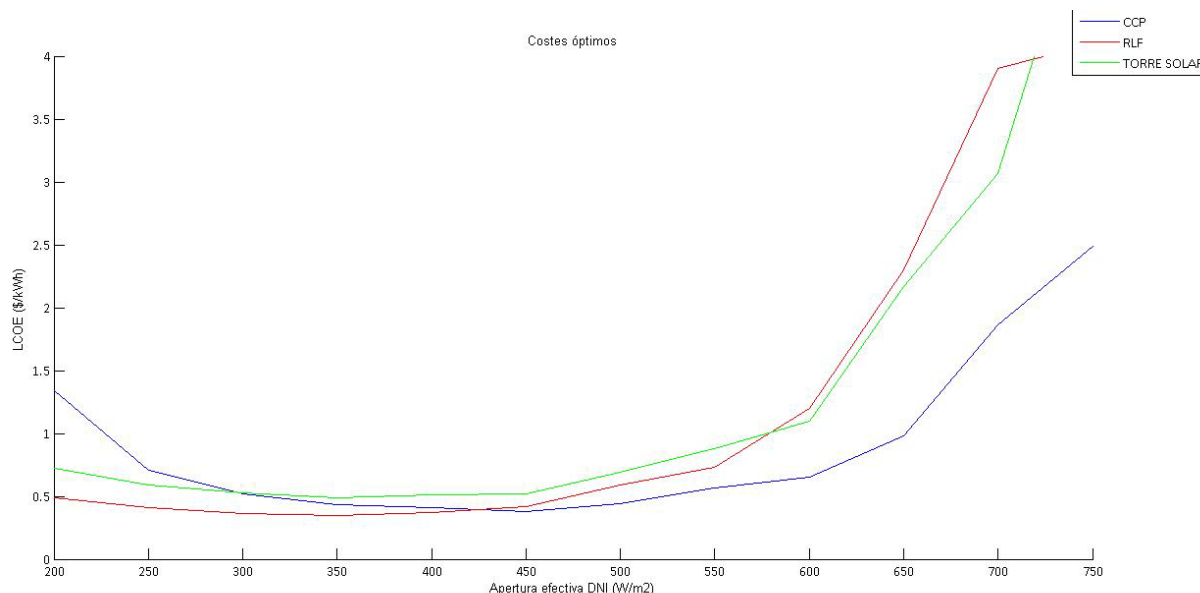
Tabla 22. Resultados de los costes óptimos para CCP, RLF y torre solar

Los costes óptimos se dan siempre cuando el valor de la potencia nominal de la turbina alcanza su valor máximo ( $P_D$  máximo), por lo tanto, la producción anual neta ( $E_{neta}$  también será máxima).

Por otro lado, si se compara este diseño de los costes óptimos con el diseño de la radiación óptima que se calculó en su debido apartado, se podrá comprobar que la radiación a la cual se

dan los costes óptimos es siempre menor que la radiación óptima de diseño que se calculó anteriormente.

Los costes óptimos de la energía dependen enormemente de la curva de duración. Depende también de los datos económicos introducidos, así como el lugar donde se estudie.



**Figura 406. Costes óptimos para CCP, RLF y torre solar**

Comparando las tres tecnologías a estudiar, se comprueba que el coste de energía más alto es, como era de esperar, el de torre solar. Esto se debe al aumento del área de apertura (metros cuadrados de heliostatos) que existe respecto a las otras dos tecnologías. Además del elevado precio de cada heliostato, a esto se le debe sumar el alto coste también de la torre solar con su respectivo receptor. Todo esto hace que, aunque tenga una producción anual mayor que las otras dos tecnologías, el coste de la energía siga siendo más caro.

En este estudio el coste óptimo de la energía más bajo se corresponde con la instalación de colectores Fresnel. Esto demuestra que, igual que la radiación óptima del Fresnel es siempre más baja que la del CCP (por el efecto del ángulo de incidencia), en el caso del coste óptimo de la energía no tiene por qué suceder así. En este caso el CCP tiene un coste óptimo más alto que el Fresnel. Esto puede que suceda por el alto precio del metro cuadrado de colectores CCP en comparación con los del Fresnel (250\$/m<sup>2</sup> del CCP comparado con los 166.67\$/m<sup>2</sup> del RLF).

## 10. CONCLUSIONES FINALES

Un diseño conceptual de una planta de concentración solar incluye el tipo y el tamaño del campo solar, el ciclo de generación de potencia y el fluido de trabajo, el dimensionamiento del bloque de potencia, etc. Uno de los parámetros más importantes en el diseño conceptual de este tipo de plantas es el determinado por la radiación de diseño de la planta.

Debido a una variación diaria y estacional de la radiación, se presenta una simple metodología para determinar la radiación de diseño óptima, para la cual la generación de potencia anual por unidad de área de apertura es máxima para plantas sin hibridación ni almacenamiento térmico.

La metodología propuesta depende de las características tanto del campo de colectores como de la turbina, y no requiere de ningún tipo de simulación. Además también se desarrolla una metodología para el cálculo de aquella radiación que minimiza los costes de la generación eléctrica, es decir, los costes óptimos de la energía.

Todos estos desarrollos se han llevado a cabo para las tecnologías de colectores cilindro parabólicos y Fresnel, adaptándose dicha metodología para el cálculo de la radiación y costes óptimos para torre solar.

Todo el estudio de este proyecto ha tenido lugar en la localidad de Sevilla, debido a sus condiciones favorables para este tipo de sistemas de concentración solar, empleando la radiación de unos meses patrón. Sin embargo, se han tomado una serie de suposiciones, a fin de poder simplificar el estudio. Estas suposiciones son tres: a la hora del cálculo del ángulo de incidencia para las tres tecnologías se ha estudiado únicamente para un día en concreto. Este día se correspondía con el 29 de julio. La segunda suposición tiene que ver también con el cálculo del ángulo de incidencia, pero esta vez con la posición del colector para las tecnologías de Fresnel y torre solar, ya que se escoge un espejo (o heliostato) situado a una distancia media de su correspondiente receptor, en lugar de calcular cada uno de los espejos situados en el campo solar. Por último, en la tercera suposición se consideró nulo el ángulo de incidencia para colectores cilindro parabólicos debido, principalmente, a su geometría y sistema de seguimiento solar.

Se observaba en los resultados gráficos que el valor de la radiación óptima de diseño obtenida dependía esencialmente de la forma de la curva de duración de la apertura efectiva del DNI y de las características de los colectores y de la turbina.

Comparando los resultados de la radiación óptima de diseño con la radiación obtenida del cálculo de los costes óptimos se puede observar que los valores de este último son siempre menores que el primero. También se demuestra que los valores de la radiación óptima para CCP son mayores que para las otras dos tecnologías, siendo la segunda tecnología la de torre solar, y por último la del Fresnel. En cuanto a los costes óptimos se puede observar que la tecnología con este valor más alto es la de torre solar, seguida de la cilindro parabólica y por último la del Fresnel.

El presente estudio se ha dirigido de forma directa a la optimización de la radiación de diseño para estas tres plantas de concentración solar sin unidades de almacenamiento ni hibridación. Por lo tanto, cualquier estudio que incluya alguno de estos dos parámetros se considerará inválido para esta metodología.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. J. Montes, A. Abánides, J. M. Martínez-Val, M. Valdés “Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors”, 2009
- [2] Pransesh Krishnamurty, Shreya Mishra, Rangan Banerjee “An analysis of costs of parabolic trough technology in India”, 2012
- [3] J. D. Nixon, P. A. Davies “Cost-exergy optimisation of linear Fresnel reflectors”, 2011
- [4] Nishith B. Desai, Shireesh B. Kedare, Santuanu Bandayopadhyay “Optimization of design radiation for concentrating solar thermal power plants without storage”, 2014
- [5] John A. Duffie, William A. Beckman “Solar engineering of thermal processes”, third edition, 2006
- [6] Izquierdo M. “Apuntes de Energías Renovables” Universidad Carlos III de Madrid
- [7] M. J. Montes, “Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero”, 2008
- [8] A. Lorezana, “Diseño y optimización de una planta termosolar con concentradores cilindro-parabólicos”, 2013, Trabajo dirigido por Rubén Ventas Garzón, Universidad Carlos III de Madrid
- [9] A. Heimsath, F. Cuevas, A. Hofer, P.Nitz, W. J. Platzer, “Linear Fresnel collector receiver: heat loss and temperaturas”, 2013
- [10] J. A. Monreal, “Diseño de un concentrador solar lineal tipo Fresnel de baja entalpía para calor de procesos”, 2012, Tesis dirigida por O.A. Jaramillo Salgado, Universidad Veracruzana
- [11] J.Nixon, “Solar termal collectors for use in hybrid solar-biomass power plants in India”, 2012, Aston University
- [12] C. A. Solís, F. Cómez, Á. Domecq, E. Sales, “Diseño y estudio de una planta solar termoeléctrica con tecnología de torre central”, 2008
- [13] A. Gómez, “Diseño del campo de heliostatos para torres solares de receptor central”, 2011, Proyecto Fin de carrera dirigido por D. Santana, Universidad Carlos III de Madrid
- [14] E. Castro, M. A. Messina, “Diseño de una planta solar térmica con concentrador tipo frensel para la generación de energía eléctrica”, 2011
- [15] L. A. Solá, SCHOTT SOLAR, “Avances en Tecnología de Receptores para Colectores Parabólicos”, 2008

- [16] S. P. Sukhatme, J. K. Nayak "Solar energy: Principles of Thermal Collection and Storage", 2008
- [17] A. J. Cepeda "Evaluación de un concentrador solar lineal tipo Fresnel de baja entalpía como calor de proceso", 2013
- [18] D. Il Lee, W. Jin Jeon, S. Wook Baek, S. Heung Chang, "Optimal Heliostat System Using Hybrid Type Solar Tracking Device", 2012
- [19] Woolf, H. M. "On the Computation of Solar Evaluation Angles and the Determination of Sunrise and Sunset Times", 1968
- [20] Zimmerman, J. C. "Sun Pointing Programs and Their Accuracy", 1981
- [21] Lamm, L. O. "A New Analytic Expression for the Equation of Time", Solar Energy 26, 1981
- [22] R. Forristall, "Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver"
- [23] A. M. Patnode, "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants", 2006
- [24] Mavromatis, S. P., Kokossis, A. C., "Conceptual optimisation of utility networks for operational variations-I. Targets and level optimisation", 1998

#### REFERENCIAS DE PÁGINAS WEB

- [25] Materiales de recursos no renovables  
<http://materialesderecursosnorenovables.wikispaces.com>
- [26] Ministerio de industria, energía y turismo  
<http://www.minetur.gob.es>
- [27] Energía renovable  
<http://erenovable.com>
- [28] Energy Efficiency & Renewable Energy (datos de la Radiación Normal Directa de Sevilla)  
[http://www.apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata\\_about.cfm?CFID=2201384&CFTOKEN=1e62efdf90226dd-CA0B756B-F05E-72E2-EF69989E098AEC0A&jsessionid=91BC81C86632F80FB70F5EB0FC8B2E48.eere](http://www.apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/weatherdata_about.cfm?CFID=2201384&CFTOKEN=1e62efdf90226dd-CA0B756B-F05E-72E2-EF69989E098AEC0A&jsessionid=91BC81C86632F80FB70F5EB0FC8B2E48.eere)
- [29] Red Eléctrica de España (REE)  
<http://www.ree.es>

[30] Power From the Sun

<http://www.powerfromthesun.net>

[31] Wikipedia

<http://www.wikipedia.org>

[32] Science Direct

<http://www.sciencedirect.com>

[33] Biblioteca de Ingeniería, Universidad de Sevilla

<http://www.bibing.us.es/proyectos/abreproy/12072/fichero/Memoria%252FCap%EDtulo+4.pdf>

[34] Imágenes de Google

<http://www.google.es>

[35] Universidad de Cantabria

<http://ocw.unican.es/enseñanzas-tecnicas/fisica-y-tecnologia-energetica/recursos/01-Introduccion.pdf>

[36] Ecovive

<http://www.ecovive.com/caracteristicas-y-funcionamiento-de-una-central-hidroelectrica>

[37] Vivendio

<http://www.vivendio.es>

[38] Blog internet

<http://fantoma2012.blogspot.com.es/2011/05/pelamis-la-serpiente-marina-que-genera.html>

[39] Plataforma Solar de Almería

<http://www.psa.es/webesp/instalaciones/parabolicos.php>

[40] Torresol Energy

<http://www.torresolenergy.com>

[41] Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables

<http://www.ctaer.com/>